



# ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO

Título del proyecto:

GREEN VILLAGE:  
CÁLCULO DE NECESIDADES ENERGÉTICAS Y DISEÑO DE  
UNA MICRORRED CON ENERGÍAS RENOVABLES.

DOCUMENTO 1: MEMORIA

Alumno: Elena Izuriaga Zaratiegui

Tutor: Javier Bustince Beorlegui

Pamplona, 26 de Abril de 2013

## TABLA DE CONTENIDOS

<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>11</b>
<b>1.1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>11</b>
<b>1.2 MOTIVACIÓN.....</b>	<b>14</b>
<b>1.3 PROPÓSITO Y ALCANCE .....</b>	<b>15</b>
<b>1.4 OBJETIVOS.....</b>	<b>16</b>
<b>1.5 ESCENARIO ENERGÉTICO ACTUAL: CHILE .....</b>	<b>18</b>
1.5.1 Introducción.....	18
1.5.2 Situación actual del sector energético en Chile .....	20
1.5.2.1 Matriz energética.....	20
1.5.2.2 Sector eléctrico .....	22
1.5.2.2.1 Estructura del sector.....	22
1.5.2.2.2 Organización y funcionamiento del sistema eléctrico chileno .....	24
1.5.2.2.3 Capacidad instalada .....	25
1.5.2.3 Sector de Energías Renovables No Convencionales en Chile .....	26
1.5.2.3.1 Introducción.....	26
1.5.2.3.2 Situación actual por tecnología de ERNC en Chile .....	27
1.5.2.4 Problema Medioambiental .....	30
<b>1.6 TECNOLOGÍA SOLAR TÉRMICA .....</b>	<b>32</b>
<b>1.7 TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>33</b>
<b>1.8 TECNOLOGÍA EÓLICA .....</b>	<b>34</b>
<b>II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>37</b>
<b>2.1 CONTEXTO.....</b>	<b>38</b>
<b>2.2 DESCRIPCIÓN EMPLAZAMIENTO .....</b>	<b>41</b>
2.2.1 LOCALIZACIÓN.....	41
2.2.2 DESCRIPCIÓN .....	44
<b>2.3 NORMATIVA .....</b>	<b>46</b>
2.3.1. MARCO LEGAL.....	48

## **2.4 DATOS DE PARTIDA Y CONDICIONES DE CONTORNO ..... 52**

### **III. METODOLOGÍA DE RESOLUCIÓN.....53**

#### **3.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO ..... 54**

3.1.1 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA.....54

3.1.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTÁICA .....54

3.1.3. ENERGÍA EÓLICA.....55

#### **3.2 FUNDAMENTOS Y GENERALIDADES ..... 56**

3.2.1 panorámica solar térmica.....56

3.2.2 panorámica solar fotovoltaica.....58

3.2.3 panorámica eólica .....59

3.2.4. panorámica de los sistemas híbridos. ....60

3.2.4.1 Sistemas híbridos a pequeña escala. Micro-redes .....60

#### **3.3 PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN..... 63**

3.3.1 ESQUEMA SINÓPTICO .....63

### **IV. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....65**

#### **4.1 INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA..... 66**

4.1.1 SISTEMA DE CAPTACIÓN .....66

4.1.2 SISTEMA DE INTERCAMBIO .....70

4.1.3 SISTEMA DE ACUMULACIÓN .....71

4.1.4 SISTEMA HIDRÁULICO .....73

4.1.5 CONFIGURACIONES SOLARES BÁSICAS DE ACS .....76

4.1.6 SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN BÁSICA .....79

4.1.6.1 SELECCIÓN EN VIVIENDAS RURALES .....80

4.1.6.1.1 Selección para una instalación solar de ACS ..... 81

4.1.6.1.2 Régimen de funcionamiento..... 82

#### **4.2 INSTALACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA ..... 82**

4.2.1. COMPONENTES DE GENERACIÓN .....84

4.2.1.1 Módulos Fotovoltaicos .....84

4.2.1.2 AEROGENERADOR.....90

4.2.2 COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN .....	96
4.2.2.1 Batería o acumulador eléctrico.....	96
4.2.2.2. Regulador Solar .....	99
4.2.2.3 Regulador Eólico .....	100
4.2.2.4 Inversor .....	100
4.2.2.5 Grupo Electrónico .....	101
4.2.2.6 Conductor.....	102
4.2.2.7 Microrred .....	102
4.2.2.8 Medidor.....	103
 <b>V. DISPONIBILIDAD Y ANÁLISIS DE RECURSOS ENERGÉTICOS.....</b>	<b>104</b>
<b>5.1. RECURSO SOLAR.....</b>	<b>105</b>
5.1.1 POSICIÓN SOLAR .....	107
5.1.2 RADIACIÓN SOLAR .....	110
<b>5.2 RECURSO EÓLICO.....</b>	<b>114</b>
5.2.1 CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DEL VIENTO .....	115
5.2.2 VELOCIDAD DEL VIENTO .....	116
 <b>VI. CÁLCULO DE LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS.....</b>	<b>121</b>
<b>6.1 DEMANDA DE AGUA CALIENTE SANITARIA .....</b>	<b>122</b>
<b>6.2 DEMANDA ELÉCTRICA INSTALACIÓN DE BOMBEO .....</b>	<b>129</b>
<b>6.3 DEMANDA ELÉCTRICA.....</b>	<b>137</b>
 <b>VII. CÁLCULO Y DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN.....</b>	<b>142</b>
<b>7.1 INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA.....</b>	<b>143</b>
7.1.1 BALANCE ENERGÉTICO EN LOS CAPTADORES.....	146
<b>7.2 INSTALACIÓN HÍBRIDA FOTOVOLTÁICA-EÓLICA .....</b>	<b>151</b>
7.2.1. POTENCIA INSTALADA.....	152
7.2.2. SISTEMA EÓLICO .....	152
7.2.2.1 Estudio del Suministro eólico .....	152



7.2.2.2 Energía producida por el aerogenerador para una altura de 32m.....	158
7.2.2.3 Regulador del mini-aerogenerador.....	161
7.2.3. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTÁICO .....	163
7.2.3.1 Estudio del suministro fotovoltaico.....	163
7.2.3.2 Aporte del sistema fotovoltaico .....	163
7.2.3.3 Voltaje de la instalación.....	164
7.2.3.4 Consumo eléctrico real .....	165
7.2.3.5 Módulos fotovoltaicos escogidos. ....	167
7.2.3.6 Orientación, inclinación y sombras: .....	168
7.2.3.7 Estructura de soporte mecánica para el generador .....	169
7.2.3.8 Regulador fotovoltaico .....	170
7.2.4 SISTEMA DE ACUMULACIÓN .....	171
7.2.5 SISTEMA DE CONVERSIÓN ELÉCTRICA .....	173
7.2.6 SISTEMA DE RESPALDO DIESEL .....	177
<b>VIII. ESTUDIO ECONÓMICO.....</b>	<b>178</b>
<b>8.1 INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA.....</b>	<b>179</b>
8.1.1 INVERSIÓN INICIAL.....	180
8.1.2 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO .....	181
<b>8.2 INSTALACIÓN HÍBRIDA FOTOVOLTÁICA-EÓLICA .....</b>	<b>183</b>
8.2.1 INVERSIÓN INICIAL SISTEMA FOTOVOLTÁICO .....	183
8.2.2 INVERSIÓN INICIAL INSTALACIÓN EÓLICA.....	184
8.2.3 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO .....	184
8.2.4 COSTE INICIAL TOTAL DEL PROYECTO .....	185
<b>8.4 ESTUDIO ECONÓMICO PARA EL USO DE COMBUSTIBLES FÓSILES.....</b>	<b>186</b>
8.4.1 INVERSIÓN INICIAL SISTEMA CONVENCIONAL.....	186
8.4.1.1 Sistema Agua Caliente Sanitaria .....	186
8.4.1.2 Sistema eléctrico convencional grupo electrógeno .....	186
8.4.2 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	186
8.4.2.1 Sistema Agua Caliente Sanitaria .....	187
8.4.2.2 Sistema eléctrico grupo electrógeno.....	187

<b>IX. ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL.....</b>	<b>188</b>
<b>9.1 CÁLCULO DE EMISIONES DE CO2 .....</b>	<b>189</b>
9.1.1 EMISIONES ASOCIADAS A LA INSTALACIÓN CONVENCIONAL .....	189
9.1.2 AHORRO DE EMISIONES DE LA INSTALACIÓN RENOVABLE .....	190
<b>X. CONCLUSIONES.....</b>	<b>191</b>
<b>10.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>192</b>
<b>10.2 TRABAJOS FUTUROS .....</b>	<b>194</b>
<b>XI. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>195</b>
<b>XII. ANEXOS.....</b>	<b>198</b>

## TABLA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Balance energético de Chile, año 2008. Fuente: AIE .....	20
Ilustración 2: Suministro total de Energía en Chile 2008. Fuente: CNE.....	21
Ilustración 3: Mercado eléctrico nacional. Fuente: CNE .....	25
Ilustración 4: Generación eléctrica renovable mundial. Fuente: CNE .....	35
Ilustración 5: Situación geográfica Mocha, Comuna de Huara. ....	41
Ilustración 6: Situación geográfica de la localidad de Mocha en la Quebrada de Tarapacá. ....	44
Ilustración 7: Esquema de un sistema solar de ACS+Calefacción. Fuente: ERCYL.....	56
Ilustración 8: Esquema de una instalación fotovoltaica aislada.....	59
Ilustración 9: Ejemplo de micro-red aislada.....	62
Ilustración 10: Colector solar plano .....	67
Ilustración 11: Composición de un colector solar plano. ....	68
Ilustración 12: Tanque de almacenamiento de un serpentín. ....	71
Ilustración 13: Sistema de acumulación para ACS y calefacción.....	72
Ilustración 14: Esquema de los principales elementos del sistema hidráulico. ....	74
Ilustración 15: Sistema Híbrido .....	83
Ilustración 16: Microred.....	84
Ilustración 17: Célula fotovoltaica.....	85
Ilustración 18: Tipos de células: Monocristalina, policristalina y de silicio amorfo respectivamente. .....	86
Ilustración 19: Efectos de la irradiación sobre la característica I-V de un módulo típico. ....	87
Ilustración 20: Seguimiento de altura solar. ....	89
Ilustración 21: Seguimiento del azimut solar .....	90
Ilustración 22: Aerogenerador de eje horizontal.....	91
Ilustración 23: Aerogenerador de eje vertical Savonius.....	92
Ilustración 24: Aerogenerador de eje vertical Darrieus.....	92
Ilustración 25: Curva de potencia de un Aerogenerador de 3 MW.....	93
Ilustración 26: Curvas de potencia y duración de un aerogenerador modelo. ....	95
Ilustración 27: Conexión de baterías en paralelo y serie. ....	97
Ilustración 28: Batería de plomo ácido .....	98
Ilustración 29: Estructuras de una microred radial. ....	103
Ilustración 30: Radiación solar incidente sobre la superficie terrestre.....	106
Ilustración 31: Distribución de la radiación solar sobre la superficie terrestre.....	107
Ilustración 32: Coordenadas relativas de la posición solar.....	110
Ilustración 33: Mapa irradiación global anual en plano horizontal (Regiones I-II, Chile) (MJ/m <sup>2</sup> ) .....	111
Ilustración 34: Velocidad promedio diaria de viento en Mocha, Huara, Región de Tarapacá. ....	117
Ilustración 35: Rosa del viento para el año completo a una altura de 5m sobre el nivel del suelo. ....	118
Ilustración 36: Promedio mensual de la velocidad del viento en la localidad de Mocha. ....	118
Ilustración 37: Velocidad del viento (m/s) a 5m en función de la hora del día y mes del año. ....	120
Ilustración 38: Número de horas diarias de luz útil para una latitud de 20S .....	126
Ilustración 39: Perfil diario de consumo de ACS en viviendas. Fuente: SST I.....	127
Ilustración 40: Demanda mensual media de ACS .....	129

Ilustración 41: Diagrama de Moody .....	135
Ilustración 42: Consumo promedio de una casa en Mocha. ....	138
Ilustración 43: Influencia de las desviaciones en orientación e inclinación sobre la radiación máxima disponible. Fuente: SST I.....	143
Ilustración 44: Comparación prestaciones de los distintos colectores solares estudiados.....	144
Ilustración 45: Curva de eficiencia. ....	146
Ilustración 46: Comparación demanda y producción de energía para ACS con un colector.....	151
Ilustración 47: Aerogenerador Bornay 3000 .....	155
Ilustración 48: Curvas de potencia y producción aerogenerador Bornay.....	156
Ilustración 49: Velocidades del viento medias a 25m de altura en la localidad de Mocha. ....	156
Ilustración 50: Velocidades del viento medias a 35m de altura en la localidad de Mocha. ....	157
Ilustración 51: Velocidad del viento a 35m según la hora del día. ....	158
Ilustración 52: Curva de probabilidad para una velocidad media de 3.7 m/s. ....	161
Ilustración 53: Características físicas del aerogenerador y regulador seleccionados.....	162
Ilustración 54: Inversor/Cargador Phoenix Multiplus.....	176
Ilustración 55: Instalación fotovoltaica-eólica-diesel para generación eléctrica. ....	177

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Radiación solar diaria V Región. ....	29
Tabla 2: Desarrollo de las energías renovables. ....	36
Tabla 3: Distribución viviendas según fuente de energía. Fuente: Censo población y vivienda. ....	39
Tabla 4: Características climatológicas Quebrada de Tarapacá. ....	43
Tabla 5: Normativa IEC de obligado cumplimiento en instalaciones con ERNC. ....	47
Tabla 6: Tipología de sistemas en función del principio de circulación y el mecanismo de transferencia de calor. ....	78
Tabla 7: Clasificación de combustibles para grupos electrógenos. ....	101
Tabla 8: Irradiación global mensual y anual, en plano horizontal, para distintas localidades de la I Región. ....	111
Tabla 9: Factor de corrección para distintas inclinaciones del plano a una latitud de 20° ....	112
Tabla 10: Radiación solar mensual comuna de Mocha. ....	113
Tabla 11: Radiación global media mensual sobre la superficie de los captadores solares y paneles fotovoltaicos en la localidad de Mocha. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla 12: Radiación media mensual en la localidad de Mocha. ....	114
Tabla 13: Principales características del lugar. ....	117
Tabla 14: Estadística velocidad del viento. Promedio diario en periodo de un año. ....	119
Tabla 15: Consumos unitarios en viviendas. Fuente: SST II. ....	122
Tabla 16: Personas estimadas por dormitorio. Fuente: SST II ....	122
Tabla 17: Datos vivienda unifamiliar media localidad de Mocha. Fuente: SST II ....	123
Tabla 18: Temperatura del agua de red y temperatura ambiente media mensual en la comuna de Huara. ....	124
Tabla 19: Energía necesaria para el abastecimiento de ACS de una vivienda tipo. ....	125
Tabla 20: Número medio de horas diarias de sol útiles para captadores orientados al ecuador e inclinados un ángulo igual a la latitud. ....	126
Tabla 21: Variación del consumo de ACS respecto al consumo medio mensual. ....	128
Tabla 22: Consumo eléctrico diario en vivienda. ....	139
Tabla 23: Consumos eléctricos diarios de las bombas de ACS y extracción. ....	140
Tabla 24: Rendimiento mensual del sistema de captación. ....	148
Tabla 25: Energía aprovechada por el sistema con uno o dos colectores. ....	149
Tabla 26: Contribución solar de la instalación con uno o dos colectores. ....	150
Tabla 27: Consumo eléctrico total en las 23 viviendas de la comuna. ....	152
Tabla 28: Estimación del valor Alfa. ....	153
Tabla 29: Categorías de aerogeneradores. ....	154
Tabla 30: Características técnicas mini.aerogenerador Bornay. ....	155
Tabla 31: Función gamma para diferentes valores de n. ....	160
Tabla 32: Energía suministrada por un aerogenerador Bornay 3000. ....	161
Tabla 33: Irradiación media mensual sobre plano horizontal en la localidad de Mocha. ....	163
Tabla 34: Aportación energética necesaria del sistema fotovoltaico. ....	164
Tabla 35: Irradiación y HPS del mes más desfavorable. ....	165
Tabla 36: Características técnicas del módulo elegido. ....	168
Tabla 37: Características del regulador Steca Tarom 440. ....	170
Tabla 38: Características del regulador Xantrex C-40. ....	170
Tabla 39: Características del regulador Leo20 50A. ....	170

Tabla 40: Características técnicas del regulador fotovoltaico seleccionado.....	171
Tabla 41: Costo asociado a diferentes configuraciones del banco de baterías. ....	172
Tabla 42: Características técnicas de las baterías. ....	173
Tabla 43: Tabla resumen receptores simultáneos. ....	175
Tabla 44: Características del inversor Xantrex serie SW .....	175
Tabla 45: Características del inversor Studer serie Compact. ....	176
Tabla 46: Características del inversor Steca AJ-2400.....	176
Tabla 47: Características del inversor Phoenix Multiplus.....	176
Tabla 48: Inversión inicial sistema solar térmico. ....	180
Tabla 49: Aporte de energía por la caldera de gas.....	181
Tabla 50: Inversión inicial sistema fotovoltaico.....	183
Tabla 51: Inversión inicial instalación eólica. ....	184
Tabla 52: Operación y mantenimiento. ....	185
Tabla 53: Coste inicial total del proyecto.....	185
Tabla 54: Inversión inicial ACS convencional. ....	186
Tabla 55: Inversión inicial sistema eléctrico convencional.....	186
Tabla 56: Energía aportada por la caldera de gas al sistema ACS.....	189
Tabla 57: Factores de emisión para distintos combustibles.....	190
Tabla 58: Emisiones asociadas a cada instalación.....	190

# INTRODUCCIÓN

## 1.1 INTRODUCCIÓN

El **escenario energético mundial** ha presentado en años recientes grandes transformaciones. Entre las más cercanas cabe señalar la oscilación del **precio del petróleo** y la **alerta** del Informe Mundial de Energía (IEA, International Energy Agency 2008 y 2009) sobre los **problemas de abastecimiento energéticos**, dado que la **demandas de energía sigue creciendo y la oferta de combustibles líquidos se ve en un escenario complicado**.

Por otra parte, para evitar daños catastróficos e irreparables al clima mundial se requiere una importante **descarbonización de las fuentes de energía del mundo**.

Todo ello ha llevado a la necesidad de **explotar fuentes de energías alternativas y promover políticas de generación energética de fuentes de energía limpias** que puedan **reemplazar a los combustibles fósiles**, los cuales representan actualmente **más del 80%** del suministro energético mundial.

El **progresivo agotamiento** de los combustibles fósiles en varias regiones del mundo, y su carácter de no renovables, obligan a considerarlos con un horizonte finito.

La **creciente preocupación por la degradación del medio ambiente**, sobre todo en los países desarrollados, desincentiva la utilización de energías contaminantes como lo son las fósiles, incentiva la utilización de tecnologías basadas en recursos renovables y acelera la transición a un sistema energético de baja emisión de carbono, obligando a los gobiernos en el plano nacional y local a reaccionar y fomentar su participación en mecanismos internacionales coordinados.

Finalmente, también existen **motivos geopolíticos**, en particular para los países importadores dependientes de energía, dada la fuerza negociadora indiscutible de los países productores de petróleo y combustibles fósiles, en la producción y exportación de los mismos.

**Chile**, desde 1990 es la economía de mayor crecimiento en América Latina gracias a su buena gestión económica e integración en la economía mundial. Chile puede estar orgulloso de sus logros, entre ellos de su política energética. Ha sido pionero en la privatización y liberalización de su sector eléctrico en la década de los 80, creando un sector energético competitivo, que ha sostenido el rápido crecimiento de la economía chilena durante las últimas dos décadas.

Sin embargo, Chile se enfrenta al **desafío permanente de encontrar fuentes de energía adicionales y alternativas para seguir asegurando su crecimiento económico**.

El país **depende** de las **importaciones** de recursos energéticos fósiles para cubrir tres cuartas partes de sus necesidades energéticas. Su sector de electricidad se ha enfrentado a tres períodos de tensión importantes durante la última década. El último episodio tuvo lugar en los años 2007/2008, cuando la pérdida de las importaciones de gas natural desde Argentina se vio agravada por una sequía en el sistema central, donde la energía hidroeléctrica representa habitualmente más de la mitad de la generación eléctrica.

En un informe publicado por la Agencia Internacional de Energía sobre la política energética de Chile, entre las cinco recomendaciones clave de la Agencia, en primer lugar aparece la necesidad ineludible de “seguir **diversificando** las fuentes de energía y proveedores de energía **con el objetivo de aumentar la seguridad energética, especialmente la utilización de fuentes energéticas renovables autóctonas**”.

Partiendo de este escenario global, y del chileno en particular, se procede a la descripción de las



**claves del sector energético chileno** considerando aspectos externos e internos relevantes para, posteriormente, poder pronunciarse sobre la factibilidad y viabilidad del proyecto.

## 1.2 MOTIVACIÓN

En los últimos años **la tecnología renovable ha evolucionado hacia sistemas fiables y de menor coste económico** lo que les permite **competir** con fuentes de energía tradicional como el gas, el carbón ó el diesel siendo más respetables con el medioambiente.

Todavía hoy existen muchas zonas en África y América Latina a las que **no llega la red de distribución eléctrica** y a las que, debido a la orografía del terreno y la escasa población distribuida en pequeños núcleos, **resulta inviable su conexión**.

Movido por esta realidad, el proyecto pretende **estudiar la factibilidad de crear un sistema de generación eléctrica y térmica, a base de energías renovables**, de forma sostenible, en un **poblado aislado de la red de distribución eléctrica** y en el que, en la actualidad, el abastecimiento de energía está basado en la generación a petróleo y **se encuentra provisto de luz y calor durante horas limitadas a lo largo del día**. Como consecuencia los lugareños deben también lidiar con problemas en el abastecimiento de agua, el que está condicionado por el suministro eléctrico para su bombeo.

La estrechez energética que ha vivido Chile, país latino en particular, durante los últimos años, ha puesto la diversificación de la matriz energética nacional y el **uso y masificación de energías renovables no convenciones (ENRC) en la discusión pública**.

Por todo ello, es justamente **Chile** el lugar elegido para llevar a cabo el proyecto que nos ocupa, y más concretamente una pequeña localidad del norte del país llamada Mocha, ubicada en la comuna de Huara, Región de Tarapacá como se explicará detalladamente más adelante.

La necesidad de subsanar las **importantes carencias energéticas** de ésta y otras pequeñas poblaciones de la región, así como del cumplimiento de la normativa vigente con la obtención de ahorro energético y **reducción de emisiones**, motivan el estudio de las posibilidades combinadas de la energía solar térmica, eléctrica y eólica para finalmente abordar el diseño de una instalación de producción híbrida.

## 1.3 PROPÓSITO Y ALCANCE

Con el presente proyecto se pretende **diseñar una instalación híbrida a través de fuentes renovables** (solar y eólica, abierto a otras tecnologías a estudiar) para **generación de Agua Caliente Sanitaria (ACS) y energía eléctrica** que cubra anualmente las necesidades energéticas de una pequeña población aislada actualmente de la red de distribución, **gestionado de la forma más eficientemente** posible y utilizando la máxima cobertura solar y eólica que se pueda ofrecer.

Aunque en los últimos años se ha avanzado en el desarrollo de tecnología renovable fiable y robusta y se han reducido los costes de instalación, siempre quedará el **aspecto negativo de que el recurso viento y sol no siempre están disponibles** cuando se les necesita.

**Para dotar a las instalaciones renovables**, y concretamente a esta en la que trabajaremos, **de cierta autonomía** y poder abastecer de energía en momentos de ausencia de recursos se utilizará un **sistema de almacenamiento** que absorberá la energía excedente en momentos de producción para su utilización cuando sea necesaria.

Por tanto, de forma resumida, el sistema de energía incluye, **paneles solares, módulos fotovoltaicos, un banco de baterías, turbinas eólicas, y, como respaldo, un generador diesel** que se utilizará únicamente en momentos puntuales, teniendo como principal premisa **reducir al máximo el consumo de gasóleo**.

Así mediante este **sistema de generación y distribución eléctrica y térmica auto gestionado** se evitará la dependencia de la red eléctrica en esta **zona de difícil acceso**, aprovechando de forma eficaz las energías renovables y los sistemas de almacenamiento y reduciéndose además los costes de distribución al encontrarse la fuente de generación y las cargas más cercanas.

Durante el desarrollo del proyecto se realiza un estudio detallado de la **demand**a horaria de ACS, así como del consumo promedio de **energía eléctrica** de una vivienda común y de la población en su conjunto, buscando un sistema de producción energético combinado adecuado, justificando la configuración utilizada y especificando todos los componentes constituyentes, el régimen de funcionamiento y las principales actuaciones del mismo.

Por último, el proyecto presenta un **estudio económico y ambiental** de la instalación y una **comparativa con instalaciones convencionales** funcionalmente similares, de manera que se puedan extraer conclusiones interesantes del **beneficio económico y la reducción de emisiones** que se consigue con el empleo de un sistema parcialmente renovable, limpio y eficiente basado en energía solar y eólica.

Con todo esto, se persigue la búsqueda de la **eficiencia energética**, el ahorro, la rentabilidad y la **sostenibilidad**, para intentar determinar las garantías económico-ambientales y las prestaciones del modelo propuesto y su aplicación real en el sector doméstico.

## 1.4 OBJETIVOS

El objetivo principal de este proyecto es el **diseño de una instalación híbrida solar y eólica** para la producción de ACS de cada una de las viviendas que constituyen una pequeña población del norte de Chile, así como para el **abastecimiento de la energía eléctrica** demandada por dicha localidad considerando las hipótesis teóricas pertinentes e incorporando soluciones reales a problemas de instalación. No obstante, el objetivo multidimensional del proyecto incluye:

- **Dimensionado de los elementos** de producción de la instalación.
- **Régimen de funcionamiento** y actuación de la instalación.
- Estudio de **viabilidad económica y rentabilidad** de la instalación.
- Estudio del **impacto ambiental** de la instalación y **reducción de emisiones**.

El proyecto persigue el cumplimiento de estas distintas metas sin que se produzca conflicto alguno entre las exigencias normativas y la viabilidad tecnológica. Además, esta labor se afronta buscando el **menor coste posible** y de la manera lo más respetuosa posible con el Medio Ambiente.

El diseño requiere un **balance entre los recursos energéticos disponibles y la potencia de generación necesaria** hasta ajustar el dimensionado de la instalación a la demanda real de la población, incluyendo los siguientes cálculos:

- Cálculo del potencial eólico en el área de estudio
- Cálculo del potencial solar en el área de estudio
- Cálculo de la demanda energética para consumo de ACS
- Cálculo de la demanda eléctrica para alimentación de cargas.
- Cálculo y dimensionado de la instalación solar para ACS
- Cálculo y dimensionado de la instalación eléctrica mixta.

Además, se proponen los materiales y la disposición espacial de los equipos, así como la configuración de los mismos.

Queda destacar que no es el objeto de este proyecto el dimensionado completo de la instalación ni el cálculo pormenorizado del circuito de tuberías, valbulería, cableado etc.

Algunos de los criterios considerados para el diseño de la instalación híbrida son los siguientes:

- **Seguridad:** la instalación debe asegurar la integridad física del personal encargado de su mantenimiento así como evitar posibles fugas de elementos tóxicos que puedan entrar en contacto con el agua potable que suministra la instalación.
- **Óptima funcionalidad:** rendimiento en captadores y turbinas, mínimas pérdidas, sistema de control adecuado. Gestión de la potencia generada en cada momento de manera que el suministro de energía a las cargas asignadas esté asegurado en todo momento y haciendo que dicha potencia consumida sea en todo lo posible proveniente de fuentes renovables, fomentando de este modo la independencia energética.

- **Buena integración arquitectónica:** la instalación debe mantener en la medida de lo posible la estética arquitectónica del entorno, tanto ubicación de colectores, como estructuras soporte y equipos varios de la instalación.
- **Minimización máxima del periodo de retorno de la inversión:** la inversión debe tratar de ser rentable económicamente, por tanto la instalación debe intentar obtener la máxima eficiencia posible al menor coste.
- **Mínimo impacto ambiental:** manteniendo la estética del medio en la medida de lo posible, la instalación debe evitar al máximo la interferencia en la fauna y flora del entorno.

## 1.5 ESCENARIO ENERGÉTICO ACTUAL: CHILE

### 1.5.1 INTRODUCCIÓN

El **escenario energético chileno** se asemeja en algunas de sus principales características a aquellas observadas a nivel **mundial**, amplificadas en cierta medida por el hecho de que es un país con **tasas de crecimiento económico significativas** y con una alta dependencia de fuentes energéticas externas.

Dados sus **limitados recursos energéticos propios**, particularmente fósiles, **Chile** cubre la mayor parte de sus necesidades energéticas con **importaciones**. Actualmente, Chile importa el **72 por ciento** de la energía que consume en forma de petróleo, gas y carbón. La principal fuente de energía propia es la hidroeléctrica, que está sometida a la variabilidad que impone la naturaleza y fenómenos climáticos como La Niña.

Ante esta situación, a **mediados de los 90** se tomaron decisiones que **cambiaron** de manera significativa la **matriz eléctrica de Chile**. Se decidió aprovechar el **gas** disponible en **Argentina** (desde 1997 en la Zona Central y desde 1999 en el Norte Grande) y se hicieron inversiones para construir siete gasoductos para aprovechar el gas importado. Las inversiones supusieron la construcción de 3.400 MW de capacidad de generación eléctrica en base a gas.

La decisión implicó múltiples beneficios para el país, no solamente en el sector de la generación eléctrica, donde se logró **reducir los costos de la generación**, sino también en los sectores industriales donde se mejoraron los costes de suministro eléctrico al contar con combustible más económico.

Durante los últimos 20 años, la **demandas de energía eléctrica** en Chile se ha incrementado de forma sostenida.

La oferta de energía eléctrica, por otra parte, ha continuado desarrollándose básicamente a partir de fuentes de **energía convencionales** (combustibles fósiles e hidroelectricidad), a pesar de que, por sus condiciones climáticas, geográficas, hidrográficas y geológicas, Chile dispone de una gran **cantidad de recursos** susceptibles de ser aprovechados para la obtención de energía, con condiciones privilegiadas.

Esta situación ha generado una **grave vulnerabilidad** en el **suministro eléctrico**, intensificada por factores climáticos, sequía, restricciones en el abastecimiento de gas natural desde Argentina y, en definitiva, un encarecido precio de la energía eléctrica.

El Gobierno de Chile, consciente de la necesidad de reducir la dependencia energética del país, ha diseñado un **Plan de Seguridad Energética** destinado a lograr **reducir su dependencia de combustibles fósiles, mediante la incorporación sucesiva de las energías renovables a su matriz energética**.

Para subsanar las debilidades del marco legal se han realizado modificaciones a la **Ley General de Servicios Eléctricos** para mejorar las condiciones de acceso de las Energías Renovables no Convencionales a los sistemas eléctricos. Asimismo, desde el 18 de Agosto de 2009 Chile cuenta con una ley (la **Ley 20.356**) que estimula la **instalación de sistemas solares térmicos en las viviendas** y que tiene como **medida de fomento, la reducción de impuestos a los que instalen**

este tipo de equipos.

El nuevo marco legal y las medidas vigentes dieron sus frutos. A **inicios del año 2009, más de 1.600 MW en proyectos renovables** no convencionales se encontraban **aprobados, o en tramitación**, en el sistema de evaluación de impacto ambiental, SEIA.

Prácticamente la totalidad de las empresas de generación eléctrica en el país están desarrollando o evaluando proyectos nuevos y se han presentado otros también por promotores individuales.

La **creación del Ministerio de Energía** por la Cámara Alta del Congreso Nacional de Chile, el 10 de Noviembre de 2009 probó la importancia dada por el gobierno de Chile a la problemática energética. Las funciones del Ministerio se centran en el diseño y coordinación de los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, en la promoción de las energías renovables no convencionales, de la eficiencia energética, en el desarrollo sostenible, la protección del medio ambiente, y las políticas de energización social y rural. En particular, el Ministerio tiene como objetivo el desarrollo de las energías renovables, y dentro de esta categoría el de las energías renovables no convencionales generando una **matriz energética segura, competitiva, sostenible y equitativa**.

El nuevo **Ministerio de Energía** supone la separación de las funciones de política pública y rectoría, que estarán a cargo de la nueva entidad, de las referidas al ámbito regulatorio a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE). El Decreto modifica la dependencia de la CNE, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Comisión Chilena de Energía Nuclear, que pasan a relacionarse con la Presidencia a través del nuevo ministerio.

Los máximos responsables del Ministerio de Energía, plantean que “**el desarrollo de las energías renovables en Chile y el asentamiento de una industria de productos y servicios asociados representa una oportunidad para dotar al sistema productivo chileno de una nueva fuente de dinamismo, que incorpore nuevas tecnologías y genere empleos calificados para técnicos y profesionales**”.

En agosto de 2009 la Comisión Nacional de Energía de Chile y CORFO pusieron en marcha la Agencia para el Desarrollo de las ERNC en Chile, denominada CER, Centro de Energías Renovables, que nace como núcleo central de información y apoyo a la promoción de inversiones y transferencia tecnológica en el campo de las energías renovables no convencionales.

Tras la breve descripción de la situación energética y eléctrica mundial realizada al inicio de este capítulo, analizaremos a continuación la situación energética y eléctrica chilena en particular, facilitando el entendimiento del funcionamiento del mercado eléctrico y la situación de las energías renovables no convencionales en el país, y conociendo así el origen de los motivos que han impulsado la realización de éste proyecto.

## 1.5.2 SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ENERGÉTICO EN CHILE

### 1.5.2.1 Matriz energética

Analizando la matriz energética de Chile del presente lustro se constata, gracias a los últimos balances energéticos publicados, que la oferta total de energía primaria ascendió en 2008 a 31,25 Mtoes (millones de toneladas de petróleo equivalente), un 1,96 por ciento más que en el año 2007 (30,65 Mtoes) para posteriormente, en el año 2009 decrecer en un 3,8% en relación con el año previo.

SUMINISTRO Y CONSUMO	Carbón / turba	Petróleo crudo	Productos petroleros	Gas	Nuclear	Hydro	Energías renovables y desechos	Otras <sup>(a)</sup>	Total
Producción	0,28	0,14	0,00	1,89	0,00	2,15	5,12	0,00	9,57
Importaciones	4,38	10,88	8,33	0,73	0,00	0,00	0,00	0,10	24,42
Exportaciones	0,01	0,00	1,35	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	1,87
Cambios de stocks	0,28	-0,02	-0,16	0,26	0,00	0,06	0,00	0,44	0,87
<b>Suministro Total de Energía Primaria</b>	<b>4,37</b>	<b>11,04</b>	<b>7,13</b>	<b>1,84</b>	<b>0,00</b>	<b>2,09</b>	<b>5,12</b>	<b>-0,33</b>	<b>31,25</b>
Transferencias									0,00
Diferencias estadísticas	0,00		0,00						0,00
Centrales eléctricas	-3,48		-3,43	-0,53		-2,09	-0,54	5,13	-4,94
Centrales de cogeneración de calor y electricidad									0,00
Centrales térmicas									0,00
Altos hornos/ fabricas de gas	0,00		-0,10	0,09					0,00
Refinerías de petróleo		-11,04	11,13	-0,36					-0,28
Transformación de carbón	-0,02								-0,02
Liquefacción				-0,36					-0,36
Otros sectores de transformación									0,00
Uso propio (autoabastecimiento)	-0,13	0,00	-0,68	0,00		0,00	0,00	-0,20	-1,02
Pérdidas de distribución									0,00
<b>Total consumo final</b>	<b>0,74</b>	<b>0,00</b>	<b>14,05</b>	<b>0,68</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>4,58</b>	<b>4,60</b>	<b>24,65</b>
Sector industrial	0,73		3,63	0,12			1,63	3,15	9,26
Sector transporte (b)			8,94	0,01				0,04	8,99
Otros sectores	0,00		1,32	0,55			2,95	1,41	6,24
Usos no energéticos			0,16						0,16

<sup>(a)</sup> Otras incluye geotérmica, solar, electricidad, calor, eólica, etc

<sup>(b)</sup> Incluye los depósitos de la aviación y buques internacionales.

#### Ilustración 1: Balance energético de Chile, año 2008. Fuente:AIE

En el año 2008 los **combustibles fósiles** representaron el **76** por ciento del **suministro total de energía primaria de Chile**.

**Por primera vez, la matriz energética primaria de Chile incorpora la energía eólica**, que aporta un 0,01 por ciento del suministro total de energía primaria.



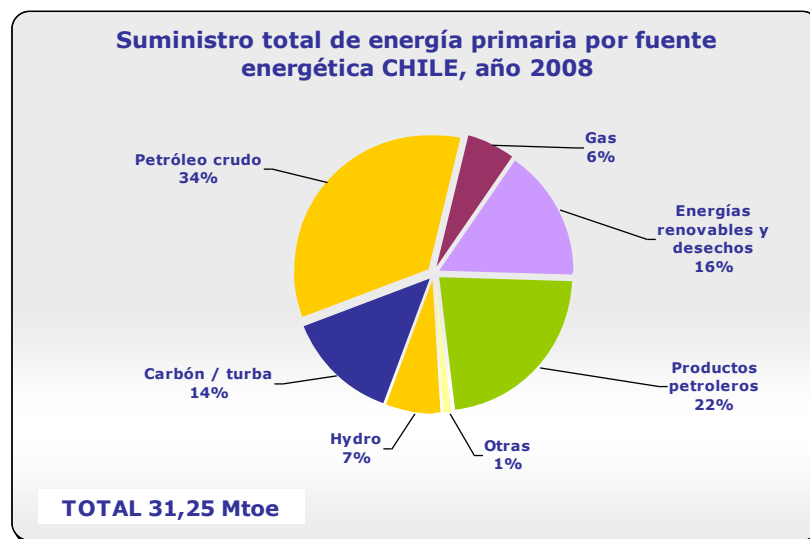


Ilustración 2: Suministro total de Energía en Chile 2008. Fuente: CNE

Respecto al consumo, Chile ha experimentado un crecimiento significativo del consumo energético en las últimas décadas, particularmente, en el sector eléctrico. El **consumo energético final ha crecido en un 2,8 por ciento promedio anual en los últimos 10 años**. La demanda de energía ha crecido pareja a la evolución del Producto Interior Bruto.

En el año 2008 Chile consumió 24,65 Mtoes (millones de toneladas de petróleo equivalente).

Sin embargo los resultados del año 2009 mostraron algunos cambios destacables respecto al año 2008. Se observó una caída en el consumo final de los sectores, es decir, de la energía útil para los usos efectivos, que alcanzó a un 2,4%.

Dicha baja se explica fundamentalmente por las caídas en el consumo de los sectores industrial y minero y, de transporte, en 3,2% y 4,2% respectivamente. El único sector de consumo que muestra un leve incremento, mostrando una mayor resiliencia frente a la caída en la actividad económica, es el comercial, público y residencial, con una variación positiva de 2%, la cual, sin embargo, no alcanza a compensar la caída en el consumo de los otros dos.

Destacar que esta caída en el consumo se reflejó sobre todo en el uso de derivados del petróleo y de carbón, mientras que el consumo de gas natural aumentó considerablemente con la entrada en operación de las instalaciones de regasificación de gas natural licuado (GNL). Adicionalmente, se incrementó la producción nacional de energía primaria en 6,8% (si bien satisface menos de un tercio del consumo total), y se redujeron las importaciones totales de energía en 8,8%.

Por otro lado los recursos energéticos autóctonos de Chile resultan insuficientes, la producción nacional sólo cubre aproximadamente el 38 por ciento del consumo bruto de energía, en los últimos años. El porcentaje de participación de las principales fuentes energéticas nacionales dentro de esta proporción representa en un

- 52,99%: LEÑA Y BIOMASA, para calefacción y producción de electricidad.
- 22,26%: AGUA, para producción de electricidad.
- 20,42%: GAS NATURAL.
- 4,32%: OTROS (2,86% carbón, 1,45% petróleo y 0,01% eólica, respectivamente)

En los últimos 5 años el país ha importado el 62 % de la energía consumida bruta, estando en situación de vulnerabilidad frente a la volatilidad de precios e interrupciones en el suministro de sus proveedores.

La alta dependencia de Chile de la importación de energía, especialmente de gas natural de Argentina, ha tenido sus consecuencias. A partir de abril de 2004 Argentina empezó a restringir las exportaciones de gas natural a Chile. La tendencia de los últimos años, ha venido marcada por restricciones continuas entorno al 80/90 por ciento.

Estos hechos obligaron a Chile a reconsiderar seriamente su política energética, que, hasta el año 2004 había asumido el uso creciente de gas natural y de energía proveniente de Argentina; y empezó a buscar otras fuentes de energía alternativas, como gas natural licuado o potenciar el desarrollo de las energías renovables.

### 1.5.2.2 Sector eléctrico

#### 1.5.2.2.1 Estructura del sector

El sector eléctrico en Chile se basa principalmente en la generación de energía térmica e hidroeléctrica. Tras los cortes del suministro de gas natural proveniente de Argentina, en 2007 Chile comenzó la construcción de su primera planta de gas natural licuado y planta de regasificación en Quintero para asegurar el suministro de sus plantas generadoras a gas. Además, se inició la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas y a carbón.

La exitosa reforma del sector eléctrico de Chile, que sirvió como modelo para otros países, se llevó a cabo en la primera mitad de la década de los 80. La desagregación vertical y horizontal de la generación, transmisión y distribución, y la privatización a gran escala, condujo al aumento de la inversión privada

Tras la entrada en vigor de la **Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 1)** en el año 1982, el mercado eléctrico se estructuró en los segmentos de **generación, transmisión y distribución de energía eléctrica**, siendo estos dos últimos sectores sometidos a regulación de precios dadas sus características de monopolio natural.

Actualmente, las actividades son desarrolladas por empresas controladas en su totalidad por capitales privados y el **Estado** asume sólo **funciones de regulación, fiscalización y planificación** indicativa de inversiones en generación y transmisión, esencialmente - hasta la reciente creación

del Ministerio de Energía -a través de la **Comisión Nacional de Energía (CNE)** y la **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)**.

Participan en la industria eléctrica nacional un total aproximado de **81 empresas**, de las cuales **40** son **generadoras**, **10 transmisoras** y **31** son **distribuidoras**. El sector eléctrico chileno tiene un **alto nivel de concentración** de mercado. Según datos de la CEPAL, el mercado eléctrico chileno es el más concentrado de Latinoamérica, seguido de Brasil.

### Generación

Este segmento está constituido por el conjunto de **empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad**, energía que es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

Los generadores pueden comercializar su energía y potencia en algunos de los siguientes mercados:

- Mercado de grandes consumidores: a **precio libremente acordado**.
- Mercado de las empresas distribuidoras, a **precio nudo** por tratarse de electricidad destinada al mercado regulado.

La energía eléctrica en Chile es fundamentalmente generada a partir de **centrales consideradas de tipo convencional**, esto es, emplean tecnologías que ya constituyen un estándar en el país y que corresponden a soluciones técnicamente maduras. En los últimos años la energía generada correspondía, de mayor a menor porcentaje, a centrales termoeléctricas a carbón, centrales hidráulicas, centrales de ciclo combinado y parques eólicos.

Las generadoras, basadas en la forma en que producen energía, poseen ventajas e inconvenientes relevantes para conseguir un sistema óptimo.

- La **hidroelectricidad** tiene un **bajo coste** de operación, y por ello es requerida constantemente para despachar electricidad. La dificultad se encuentra en que es un **recurso inestable**, dependiente del factor climatológico y estacional. Además debe considerarse la importante cifra de la inversión inicial.
- Las **centrales térmicas** basadas en petróleo, carbón o gas natural tienen la ventaja de tener **recurso disponible**, porque puede ser comprado en el mercado. Sin embargo, el **coste de operar** es **mayor** que el de la hidroelectricidad aunque la **inversión inicial** requerida **no es muy elevada**.

El **gas natural** tiene un **coste operacional menor** pero actualmente la situación de abastecimiento es **inestable**.

### Transmisión

El sistema de transmisión corresponde al **conjunto de líneas, subestaciones y equipos** destinados al **transporte de electricidad** desde los puntos de producción (generadores) **hasta los centros de consumo o distribución**. En Chile se considera como transmisión toda línea o subestación con un voltaje o tensión **superior a 23.000 Volts (V)**. Por ley, las tensiones menores se consideran como distribución.

Estas instalaciones que permiten transportar la energía eléctrica corresponden principalmente a transformadores y líneas aéreas, esto es, conductores suspendidos, mediante aisladores, de estructuras apropiadas. Han ido creciendo en importancia y en tensión, a medida que se requiere transmitir mayor cantidad de energía a mayor distancia.

Dadas las modificaciones incorporadas por la ley 19.940 de Marzo de 2004 a la Ley General de Servicios Eléctricos, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión es **servicio público** eléctrico, por tanto el **transmisor tiene obligación de servicio**, siendo responsabilidad de éste el invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas.

En el sistema de transmisión se puede distinguir el **sistema troncal** (conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común) y los **sistemas de subtransmisión** (que son aquellos que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales).

La **coordinación** de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión es efectuada en cada sistema eléctrico por los **Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)**. Estos organismos no poseen personalidad jurídica y están constituidos por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico.

### **Distribución**

Los sistemas de distribución están constituidos por las **líneas, subestaciones y equipos** que permiten prestar el servicio de **distribuir** la electricidad **hasta los consumidores finales**, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un **régimen de concesión de servicio público** de distribución, con obligación de servicio y con **tarifas reguladas** para el suministro a clientes regulados.

Cabe señalar que los niveles de tensión utilizados en Chile difieren de los definidos en países europeos, donde los sistemas de distribución pueden llegar a tensiones de 60kV o mayores, mientras que en dicho país los rangos de alta tensión alcanzan máximos de 23kV.

#### ***1.5.2.2.2 Organización y funcionamiento del sistema eléctrico chileno***

El sistema eléctrico chileno se encuentra dividido territorialmente en cuatro subsistemas:

- **Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):** Sistema mayor que abastece la zona norte del país. Cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta. Su generación es fundamentalmente térmica y orientada a la industria minera.
- **Sistema Interconectado Central (SIC):** Es el principal sistema eléctrico del país y abastece a toda la zona central del país. Se extiende desde la ciudad de Taltal en el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé en el sur, de la III a la X Región, con una distancia total superior a los 2.000 kms.
- **Sistema de Aysén:** corresponde a la suma de cinco sistemas medianos situados en la zona sur del país: Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó y Aysén.
- **Sistema de Magallanes:** corresponde a la suma de cuatro subsistemas medianos: Punta

Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams que abastece a las ciudades del mismo nombre.

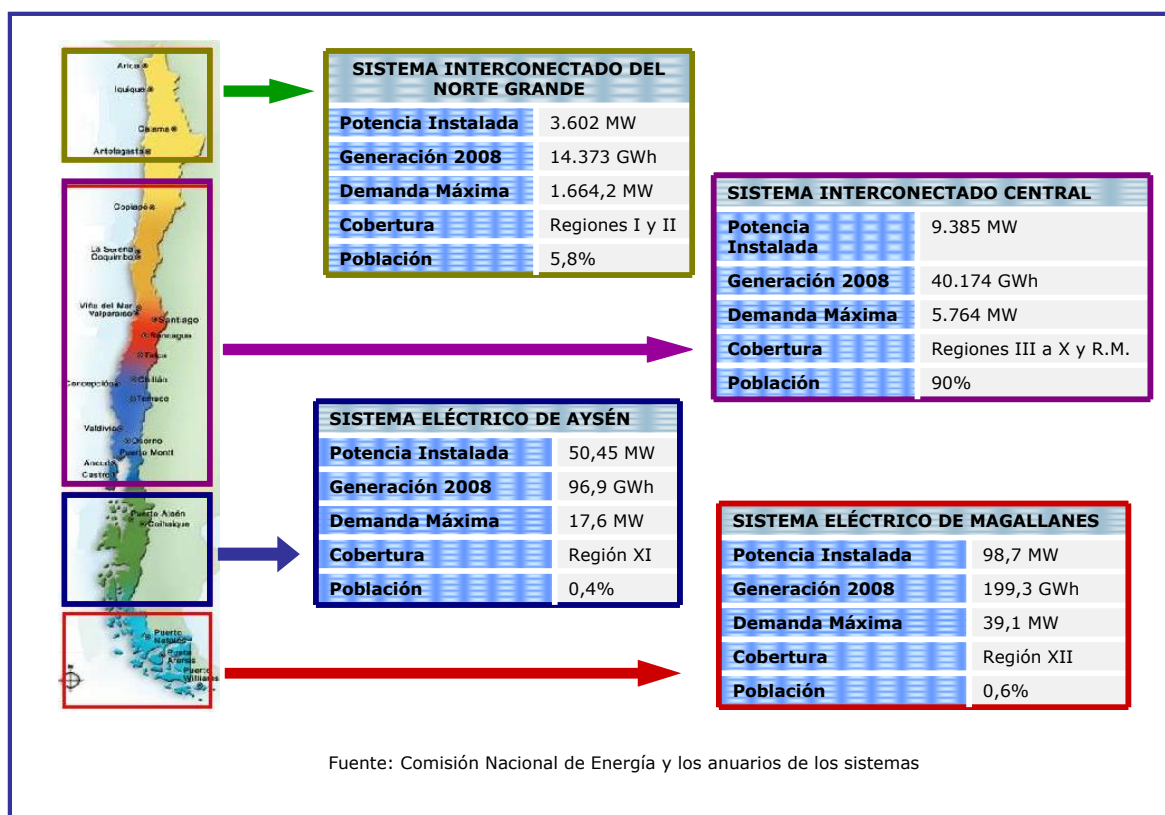


Ilustración 3: Mercado eléctrico nacional. Fuente: CNE

SING (con una población del 5,8 y un 90 por ciento de clientes libres) y el SIC (donde reside el 90 por ciento de la población y el 55 por ciento de los clientes son regulados), integran el 99 por ciento de la capacidad instalada.

Clientes libres o no regulados son el segmento integrado por consumidores cuya potencia conectada es superior a 2MW y opcionalmente cuando supera los 500kW. Los clientes regulados son aquellos consumidores de una potencia conectada igual o inferior a 2 MW, dejando la posibilidad aquellos de potencia entre 500kW y 2MW.

### 1.5.2.2.3 Capacidad instalada

La capacidad total instalada en el país para la generación de energía eléctrica contabilizando los cuatro sistemas existentes: Interconectado Norte Grande (SING); Interconectado Central (SIC); Aysén y Magallanes ha aumentado en los últimos años.

Si analizamos la distribución por sistemas, presentan diferencias significativas tanto en la potencia

instalada como en la **composición y el tipo de combustible utilizado en cada sistema.**

En relación con la **composición de la capacidad instalada:**

- En el **SING**, la energía hidráulica es marginal, siendo las **centrales térmicas** las que generan casi la totalidad de la electricidad.
- En el **SIC**, la **producción hidráulica** es de una gran importancia, representando más del 50% de la generación.
- En **Aysén** la mayor aportación la realiza la generación **termoeléctrica** con el 55% del total, complementada con generación hidroeléctrica.
- En **Magallanes** la totalidad de la producción es **termoeléctrica**.

Por **tipo de combustible:**

- En el Sistema Interconectado Central, **SIC**, el más diversificado en relación con los combustibles utilizados, destaca la aportación de la hidráulica de **embalses**, seguida por el **gas natural** para **centrales de ciclo combinado** y la hidráulica de **pasada**.
- En el Sistema Interconectado del Norte Grande, **SING**, la mayor aportación la realiza el **gas natural** con un 58,6%, seguida por el **carbón**.
- En **Magallanes** la mayor aportación la realiza el **gas natural** con el 85,59%.
- En **Aysén**, el **diesel** y la **hidroeléctrica** cubren casi la totalidad del suministro; no obstante, cabe destacar la energía **eólica**, con una aportación cercana al **4%**.

**Un total de unas 25 empresas operadoras aportan la totalidad de la potencia instalada en el país. ENDESA y COLBÚN son las empresas con mayor potencia instalada.**

### 1.5.2.3 Sector de Energías Renovables No Convencionales en Chile

#### 1.5.2.3.1 Introducción

Los **medios de generación renovables no convencionales en Chile** son aquellos cuya fuente de energía primaria sea:

- La **energía hidráulica** cuya potencia máxima sea **inferior a 20 MW**.
- La **biomasa**, correspondiente a la obtenida de **materia orgánica y biodegradable**, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
- La **energía geotérmica**, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.

- La **energía solar** obtenida de la radiación.
- La **energía eólica** obtenida de la energía cinética del viento.
- La **energía de los mares**, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

Tradicionalmente Chile ha sido un país **preocupado por el desarrollo sostenible** y el **aprovechamiento de fuentes renovables**, aspecto que se ha **reforzado en los últimos años** desde la perspectiva de **seguridad de suministro y precio, eficiencia energética y medio ambiente**.

No obstante, el **gobierno chileno** ha realizado un **esfuerzo significativo** para la mejora de las condiciones de **desarrollo de las ERNC** en Chile y en la **diversificación de su matriz energética**.

Desde el año 2005, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Corporación de Fomento a la producción (CORFO) están impulsando un “**Programa de Atracción y Promoción de Inversiones en Energías Renovables**” con el objetivo de fomentar su desarrollo en Chile, aprovechando el destacado recurso natural disponible y la situación de la economía del país.

Entre las medidas adoptadas por el gobierno destaca la aprobación de la **Ley de Energías Renovables** (ley 20.257) y el compromiso del Ministerio de Hacienda de aportar 500 millones de dólares para impulsar el desarrollo del sector energético renovable.

#### *1.5.2.3.2 Situación actual por tecnología de ERNC en Chile*

Las energías renovables con mayor potencial de desarrollo en Chile son Minihidráulica, eólica, biomasa, solar térmica, solar fotovoltaica y geotérmica.

- **Energía minihidráulica:**

Es **una de las energías más convenientes** para ser desarrollada a **medio plazo** y es utilizada principalmente para suministrar **electricidad** a las viviendas. Por sus condiciones geográficas y climáticas la **VII y VIII región** son especialmente adecuadas para la instalación de centrales de este tipo.

En las regiones de Atacama y la Araucanía se encuentra el mayor porcentaje de áreas adecuadas para fines energéticos, localizándose en ellas canales y embalses con gran potencial de generación.

- **Energía eólica:**

Se encuentra en desarrollo y se estima que a corto plazo continúe incrementando su evolución. Las regiones de Coquimbo, Antofagasta, Valparaíso y **Bío Bío** han sido calificadas como las **más idóneas para aprovechar la fuerza del viento**. La combinación de vientos fuertes y cercanía al Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado Norte Grande las hace idóneas para el desarrollo de este tipo de energía.



Sin embargo, a pesar de que Chile cuenta con un gran **potencial teórico de viento**, el **potencial técnico** se encuentra **restringido** por **condiciones geográficas**, principalmente por su **abrupta costa** y la **cordillera de los Andes**.

- **Energía Solar:**

El norte de Chile tiene una de las mejores condiciones del planeta para el aprovechamiento de la radiación solar. Algunos estudios estiman condiciones de hasta 3.000 KWh/m<sup>2</sup>.

Estudios mundiales indican que la zona norte de Chile dispone de los niveles de radiación más altos del planeta con radiación solar diaria por encima de los 4.200 Kcal/(m<sup>2</sup>/día) entre la primera y la cuarta Región. El **Desierto de Atacama** presenta condiciones de asolamiento y calidad de ventanas atmosféricas únicas en el mundo, con una radiación media de 6,5 KWh y 2.000KW por año y m<sup>2</sup>.

- **Energía solar térmica:**

El mayor **boom** en el uso de energía **solar térmica** se experimentó en los años 80 como consecuencia de la crisis del petróleo en la década de los 70.

**En la actualidad Chile se presenta como un mercado potencial** importante. Sin embargo, aunque el **mercado** de los **colectores** se ha **diversificado y ampliado**, sigue siendo un mercado limitado, estimado en unos **8.000 m<sup>2</sup>/año**. La actual situación energética del país y el crecimiento de los costos de las energías convencionales puede impulsar el crecimiento de la demanda de energía solar térmica.

El **calentamiento de agua para uso doméstico** en Chile se lleva a cabo mediante uso de **gas natural y/o licuado, petróleo, leña o electricidad**, dependiendo de cada región o bien, según se trate de localidades urbanas o rurales. En el sector residencial colectivo y el sector turístico, la producción de agua caliente sanitaria está principalmente asegurada por el uso de gas natural y gas licuado.

El último censo de Población y Vivienda, realizado en abril de 2002 en Chile, aclara que sólo el 57 por ciento de los hogares chilenos posee un medio de producción de agua caliente sanitaria en todo el país, el resto son considerados calentadores que funcionan con gas. No obstante, se desconoce su número, ya que no existe un catastro de los equipos instalados.

Las instalaciones solares existentes son principalmente sistemas para el calentamiento de agua y de piscinas en el sector residencial. También existen instalaciones colectivas para el calentamiento de agua (sector residencial y sector terciario) y unas escasas instalaciones para la calefacción de viviendas.

Generalmente la baja demanda de este tipo de equipos se explica por el desconocimiento de la tecnología, la poca existencia de normas existentes así como la alta inversión inicial que representa un equipo solar térmico respecto a un calentador tradicional con gas o



electricidad.

- **Energía solar fotovoltaica**

Aunque en los últimos dos años Chile ha dado grandes pasos en el desarrollo de la energía solar, hasta ahora no hay **ninguna central de energía solar que genere energía y se una al Sistema Interconectado**.

Hasta la fecha, la **energía solar fotovoltaica** únicamente se ha utilizado **de forma aislada** por particulares o empresas.

Cabe señalar la instalación de sistemas fotovoltaicos tanto para **alumbrado como para electrificación de viviendas (Programa de Electrificación Rural)**.

Chile se encuentra entre los países con mayores niveles de radiación mundial. Este se concentra mayormente en el norte del país, entre las regiones I y IV. El siguiente cuadro recoge las radiaciones solares diarias según el archivo solarimétrico nacional.

Radiaciones solares diarias	
Región	Radiación solar (kcal/(m <sup>2</sup> /día))
I	4.554
II	4.828
III	4.346
IV	4.258
V	3.520
VI	3.676
VII	3.672
VIII	3.475
IX	3.076
X	2.626
XI	2.603
XII	2.107
RM	3.570
Antártica	1.563

Tabla 1: Radiación solar diaria V Región.

- **Energía geotérmica**

Chile se encuentra localizado en la región del planeta con una **mayor actividad sísmica y volcánica**, denominada “Cinturón de Fuego del Pacífico”.

Junto a los esfuerzos realizados por promover la **energía solar y eólica**, el Gobierno, a través del Ministerio de Minería, está centrando sus esfuerzos en **promocionar a Chile como destino de la inversión geotérmica internacional**, tanto en exploración como en explotación del recurso.

La razón principal para el fomento y desarrollo de este tipo de energía es garantizar el **suministro energético de las regiones I a III**, que **dependen en un 90 por ciento de energía importada**. Entre los principales beneficiados de la energía geotérmica destacan los **proyectos mineros** que concentrados en la zona norte del país, se encuentran relativamente próximos a las reservas de geotermia. Por un lado, el vapor de estos reservorios se aprovecharía en la **generación de electricidad** y por otro lado, parte de los condensados -antes de su reinyección a los pozos geotérmicos- serían aprovechados como agua industrial en los procesos mineros.

El potencial prospectivo de los recursos geotérmicos en Chile está asociado con la actividad volcánica y vinculado con la **cadena volcánica andina del norte**, cercana a la frontera internacional con Bolivia y Argentina; al arco volcánico de la zona central del país, situado entre el valle central y la frontera internacional con Argentina; y al volcanismo y sistema de fallas Liquiñe-Ofqui, en la zona sur.

En las citadas áreas están ubicados la mayor parte de los volcanes activos de Chile y las principales **fuentes probables de energía geotérmica**, de las cuales el Servicio Nacional de Geología y Minería ha investigado más de 120.

- **Energía Mareomotriz**

Un estudio encargado a través del Banco Interamericano de Desarrollo demostró que Chile tiene un **potencial bruto en energía mareomotriz** de unos **164 GW**.

El mismo estudio señala también que de **sólo aprovechar un 10 por ciento de la energía mareomotriz disponible, se podría igualar la capacidad instalada de todo el Sistema Interconectado Central**, haciendo innecesaria la construcción de otro tipo de centrales contaminantes e inseguras como las centrales a carbón o la energía nuclear, o las controvertidas actualmente centrales hidroeléctricas.

**La energía mareomotriz presenta altas ventajas como la seguridad energética, bajos costos de ejecución, -al compararlos con los beneficios netos-, un bajo impacto medioambiental y una reducción de los costos de la electricidad.**

#### 1.5.2.4 Problema Medioambiental

En Chile, al igual que en otras naciones en desarrollo, la gestión ambiental se institucionalizó hace dos décadas, con la llegada de la democracia en 1990. Durante este período, los Gobiernos chilenos han avanzado en el diseño e implementación de la política ambiental.

Un paso importante fue dotar al país de una legislación y una institucionalidad ambiental moderna.

La Ley de Medio Ambiente se dictó en 1994. En esta se establecen los criterios institucionales y regulatorios para orientar las acciones del Estado, del sector privado y de la ciudadanía en esta materia.

La política medio ambiental del estado de Chile se inspira en el concepto de desarrollo sostenible, que busca conjugar el crecimiento económico con la protección del medio ambiente, este concepto

se define como “el proceso de mejoramiento sostenido y equitativo de la calidad de vida de las personas, fundado en medidas apropiadas de conservación y protección del medio ambiente, de manera de no comprometer las expectativas de las generaciones futuras”.

En este sentido, la protección ambiental no puede plantearse como un dilema frente al desarrollo, sino como uno de sus elementos. Por tanto, para el país son desafíos ambientales permanentes el perfeccionar la legislación, prevenir y recuperar daños por contaminación de aire, agua o suelo; fomentar la protección del patrimonio y uso sostenible de los recursos naturales; introducir prácticas ambientales en el sector productivo; incentivar la participación ciudadana y desarrollar nuevos instrumentos de gestión ambiental, entre otros.

Con el establecimiento del marco normativo, la gestión ambiental ha generado sustanciales avances durante los últimos años, que se traducen en mejoras en la calidad de vida para las personas y en mayores oportunidades comerciales para el sector productivo.

Gracias a los resultados obtenidos, Chile se ha convertido en un referente para otros países de la región en materias como descontaminación atmosférica urbana y gestión de los residuos sólidos domiciliarios.

La experiencia en la reducción de la contaminación atmosférica de la capital chilena, Santiago, fue determinante en la Iniciativa de Aire Limpio para ciudades de América Latina, impulsada por el Banco Mundial, que se constituyó en una instancia de promoción de nuevas estrategias para reducir la contaminación atmosférica en urbes. Chile presidió la Iniciativa durante el período que abarcó desde marzo del 2002 a marzo del 2004.

Sin embargo, las mejoras ambientales de la última década no se deben sólo al marco regulatorio creado por el Estado para el tema ambiental. Clave ha sido su trabajo de manera transversal con los distintos sectores, generando las condiciones e incentivos para que las empresas privadas inviertan recursos en esta materia.

Se han desarrollado por tanto importantes avances medioambientales en un escenario de crecimiento económico en la última década en Chile obteniéndose grandes beneficios asociados tanto desde la perspectiva de las mejoras en la calidad de vida, como del desarrollo de las actividades productivas.

## 1.6 TECNOLOGÍA SOLAR TÉRMICA

La **energía solar es el recurso energético de mayor abundancia a nivel global**. La energía solar térmica ofrece muchas aplicaciones y ventajas respecto a la energía convencional, ya que se trata de una fuente energética gratuita, limpia e inagotable. **La energía procedente de la radiación del sol que calienta la superficie de la tierra en el espacio de una hora es equivalente a la cantidad de energía consumida por todas las actividades humanas durante un año**. Sin embargo, su baja densidad e intermitencia la hacen difícil y cara de explotar a gran escala. Actualmente la energía solar provee algo menos del 1% del total de la energía comercial en el mundo.

No obstante, durante los últimos años los **costes se han abaratado** de manera importante y, además, las instalaciones solares cuentan con importantes ayudas y subvenciones por parte de las instituciones para intentar fomentar su consumo.

Algunas de las ventajas que presenta la instalación de sistemas solares térmicos son:

- ✓ **Reducción de la emisión de gases** de efecto invernadero.
- ✓ **Reducción de costes adicionales derivados del aumento del precio de los combustibles** fósiles.
- ✓ Posibilidad de recibir subvenciones.
- ✓ Mejor posición para el mercado inmobiliario por su **mayor atractivo ecológico** respecto de una instalación basada en la combustión de combustibles fósiles.

Sin embargo, la desventaja más importante se encuentra en que la **inversión inicial** que se debe hacer para poder realizar un proyecto de estas características **resulta elevada** y pese a que se puede amortizar, el periodo de amortización resulta muy largo, y a menudo casi alcanza al periodo de vida útil de la instalación. Tampoco son reducidos los costes de mantenimiento, si se piensa en la naturaleza doméstica de dichas instalaciones.

Otro de los inconvenientes de la energía solar es su **variabilidad a lo largo del día y del año**, así como su falta de sintonía con la demanda. Esto da pie a que **su uso combinado con otras tecnologías** de eficiencia energética como la cogeneración, **se proponga como una opción de mejora** que facilite su implantación.

## 1.7 TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTÁICA

**La energía solar puede ser utilizada de varias formas**, además de ser aprovechada de manera directa para abastecer las necesidades térmicas del sector residencial y procesos industriales, este tipo de energía **puede producir también electricidad** a través de la concentración de los rayos o a través de conversión directa mediante celdas fotovoltaicas.

Este último es el uso más versátil de la energía solar, ya que puede ser utilizada en cualquier lugar, con un **producto casi proporcional a la cantidad de luz solar recibida**.

El **enorme potencial de la radiación solar** queda reflejado con una sola cifra: para generar mediante sistemas solares fotovoltaicos (FV) toda la electricidad que la humanidad consumió en el año 2001 (16 billones de KWh), se necesitaría solo el 0,12% de la superficie del planeta (unos 160.000 km<sup>2</sup> de los 132 millones de km<sup>2</sup> que tiene la Tierra).

Hoy por hoy, sin embargo, la energía solar FV apenas contribuye al suministro eléctrico mundial. Sólo representa, aproximadamente, el 0,001% de ese suministro. A pesar de ello y debido a que el **sector fotovoltaico** se sustenta en una **tecnología puntera**, posee un **crecimiento medio anual en continua progresión**, lo cual favorece una **constante reducción de sus precios**. Las estimaciones apuntan que al final de la presente década **esta fuente de energía podría proporcionar electricidad a mil millones de personas en el mundo**.

Este tipo de generación de energía eléctrica presenta ventajas e inconvenientes muy similares a las de la tecnología solar térmica.

Además de las ventajas ligadas al medio ambiente (bajo poder contaminante, inagotable, no consume combustibles...), presenta **grandes beneficios socio-económicos** ya que requiere un escaso mantenimiento, su vida es larga siendo la **vida aproximada de los paneles solares de 30 años, resistiendo condiciones climáticas extremas**. La instalación de estos sistemas de captación solar otorga una **clara independencia de los países productores de combustibles**, además de tolerar un **aumento de la potencia según demanda** mediante la incorporación de nuevos módulos fotovoltaicos.

Su principal desventaja es el elevado costo de inversión inicial.

En base a aspectos de rentabilidad económica, entre sus **más importantes aplicaciones** están su utilización para **bombeo de aguas subterráneas** o en hogares con acceso a la red eléctrica de manera que la energía captada se **vende directamente a la red eléctrica a una tarifa alta**, mientras se efectúa un consumo normal de la red a una tarifa baja, así **al ingreso obtenido por la venta de la energía se le resta el gasto por consumo de la misma red, quedando siempre un saldo positivo**. Se consigue una **amortización de la instalación en pocos años**, a partir de los cuales **se genera un beneficio económico neto**. Además el sistema puede ser **altamente rentable en electrificación de casas rurales aisladas o con difícil acceso a la red eléctrica general**. Es, por tanto, una opción muy interesante para cubrir gastos eléctricos moderados, pero **no suele ser rentable para viviendas de grandes consumos si estos tienen acceso a la red eléctrica**. Ello es debido al **alto precio de los componentes** (paneles, baterías y conversores) y a la relativamente reducida potencia que los paneles son capaces de generar en proporción con su superficie.

## 1.8 TECNOLOGÍA EÓLICA

Como la mayoría de las energías renovables, la eólica tiene su origen en la **radiación solar**, puesto que es ella la **responsable de que se produzca el viento**. La atmosfera de la Tierra absorbe la radiación solar de forma irregular debido a diversos factores (diferencias entre la superficie marina y la continental, elevación del suelo, nubosidad, etc.) y esa irregularidad hace que haya **masas de aire con diferentes temperaturas y, en consecuencia, presiones**. A su vez, las diferentes presiones provocan que **el aire tienda a desplazarse desde las zonas de alta presión hacia las de baja presión**, generando el movimiento del aire; es decir, el viento.

Los científicos han calculado **que entre el 1 y el 2% de la energía proveniente del Sol se convierte en viento**. Esto supone un **potencial inmenso de energía eólica**, del orden de 53 TWh/año en el mundo, **cinco veces más que el actual consumo eléctrico en todo el planeta**. Por tanto, teóricamente, **la energía eólica permitiría atender sobradamente las necesidades energéticas de todos los habitantes de la Tierra**.

Sin embargo, aunque debido a la forma natural esférica del planeta, la energía solar llega de forma desigual a las distintas áreas de la tierra, siendo máxima en los trópicos y mínima en los polos y por tanto siempre se establecerán corrientes de aire haciendo del **viento un recurso seguro y renovable que puede explotarse**, no todo éste potencial es aprovechable.

**Con la tecnología actual se aprovechan, fundamentalmente, los llamados vientos horizontales**, esto es, los que soplan paralelos y próximos al suelo, y siempre que su velocidad esté comprendida entre unos límites que suelen ir desde los 10,8 km/h hasta los 90km/h, **si bien el avance tecnológico va ampliando cada vez más estos parámetros**.

**La energía eólica es junto con la energía solar la fuente de energía renovable que más desarrollo ha tenido en los últimos años en el mundo**, las posibilidades de la energía eólica son muy amplias, constituyendo un recurso extremadamente importante.

En general las energías renovables son las fuentes de energía que presentan un mayor crecimiento en la generación eléctrica mundial, con un **incremento anual medio del 2,9 por ciento entre 2006 y 2030**. La mayor proporción de este crecimiento se debe a las **energías hidroeléctrica y eólica**. De los 3,3 millones de GW hora de nueva capacidad de generación añadida en este periodo, 1,8 millones de GW hora (**54 %**) se atribuye a la **energía hidroeléctrica** y 1,1 millones de GW hora (**33 %**) a la **energía eólica**.

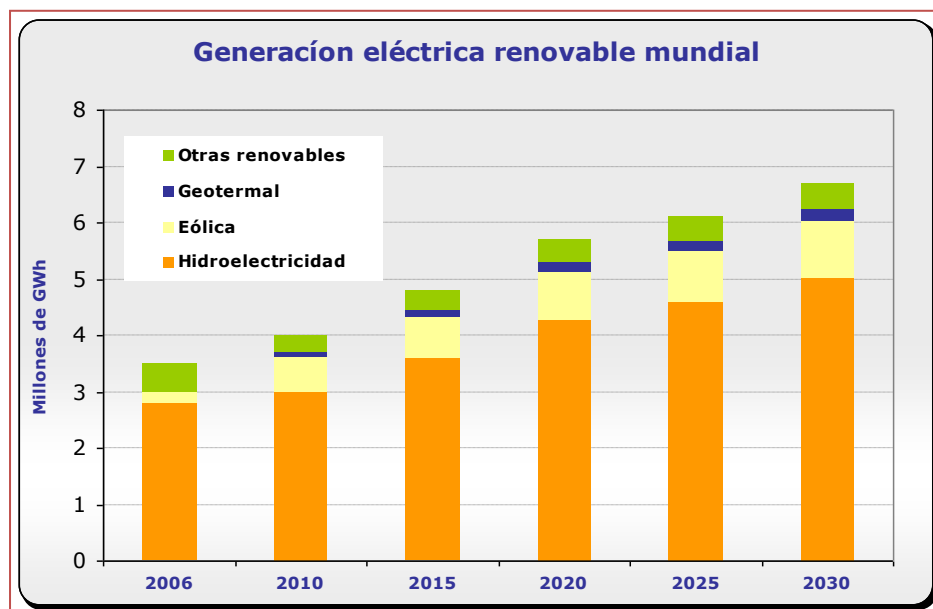


Ilustración 4: Generación eléctrica renovable mundial. Fuente: CNE

Excluida la energía hidroeléctrica, la mayor parte de las energías renovables no son capaces de competir económicamente con los combustibles fósiles durante el periodo 2006-2030. Las **políticas e incentivos públicos son los principales motores para la expansión de las energías renovables**.

La mayor parte del crecimiento de las energías renovables en los países de la OECD se prevé provendrá de fuentes no hidráulicas, especialmente de la energía eólica y la biomasa.

En cuanto a los aspectos económicos, políticos, sociales y tecnológicos ligados a estas tecnologías cabe destacar por tanto el enorme reto que supone para las próximas décadas la transición hacia una economía baja en carbono. **Transición especialmente importante en el caso chileno por su alta dependencia de los combustibles fósiles ya mencionada anteriormente.**

Para el sector energético y eléctrico en cada país, los desafíos se centran en la adaptación de sus tecnologías a sus necesidades, logrando una matriz equilibrada que potencie los recursos naturales originales del entorno, fomentando los desarrollos tecnológicos requeridos, con un enfoque de sostenibilidad en todos sus aspectos. Según la estrategia de cada país los retos son diferentes, no obstante los retos requieren, siempre, innovación y desarrollo tecnológico.

En el siguiente cuadro se resumen de forma genérica los principales retos a los que se enfrenta el desarrollo de cada una de estas tecnologías aplicada a las energías renovables:

	ECONÓMICOS	POLÍTICO / SOCIALES	TECNOLÓGICOS
<b>SOLAR TÉRMICA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Importante inversión inicial</li> <li>▪ Rentabilidad asegurada sólo para grandes potencias</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Los apoyos públicos fomentan el desarrollo de la industria solar térmica de alta</li> <li>▪ El esfuerzo de sensibilización está impulsando su desarrollo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Peligro de sobretensiones que dañan la red</li> <li>▪ Necesidad de materiales alternativos para almacenamiento</li> </ul>
<b>SOLAR FOTOVOLTAICA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mejora competitiva en precios frente a otras energías renovables</li> <li>▪ Adaptación a la demanda como clave para la competitividad</li> <li>▪ Trasladar la fabricación a países con costes de producción menores</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Incertidumbre por la evolución de los objetivos energéticos</li> <li>▪ Especulación con el silicio y la promoción de nuevos materiales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Incertidumbre tecnológica</li> <li>▪ Necesidad de impulsar tecnologías de capa fina o de concentración frente a las de silicio convencionales</li> <li>▪ Necesaria innovación en los procesos de producción</li> <li>▪ Mejora de la eficiencia con espesores menores</li> </ul>
<b>MINI-EÓLICA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Costes comparables a fotovoltaica</li> <li>▪ Necesidad de inversores particulares</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Desconocimiento generalizado de uso y de sus aplicaciones</li> <li>▪ No se establecen objetivos energéticos específicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Posibilita instalaciones para autoconsumo sin enlace a Red</li> </ul>
<b>EÓLICA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Energía desarrollada con precios competitivos respecto a energías tradicionales</li> <li>▪ Gran desarrollo posibilitado por los apoyos institucionales generalizados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fuente energética limpia con amplia aceptación social: natural, renovable y no contaminante</li> <li>▪ Incremento de capacidades instaladas liderado por los mayores mercados demográficos: EE.UU., China, India, Alemania</li> <li>▪ Impacto mundial: 76 países disponen de instalaciones de energía eólica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Los aerogeneradores de potencia entre 1,5-2,5 MW ocupan el 80% de las instalaciones</li> <li>▪ Aprovechamiento del terreno y la producción/m<sup>2</sup> de área barrida</li> <li>▪ No existen limitaciones tecnológicas que impidan el crecimiento en potencia</li> </ul>

Tabla 2: Desarrollo de las energías renovables.



## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

## 2.1 CONTEXTO

Chile tiene un **área de 756.096 Km<sup>2</sup>**, **dividida en 12 regiones** que van de norte a sur, además de una decimotercera región correspondiente a la Región Metropolitana. De acuerdo con la información publicada en el último censo de población y vivienda que mantiene el Instituto Nacional de Estadística INE, **la población es de aproximadamente 15 millones de personas**, donde **2,2 millones** (15% de la población) **son habitantes rurales**. El 40% de la población de Chile está concentrada en la Ciudad de Santiago, es decir, aproximadamente 6 millones de personas. Otras ciudades importantes son: Viña del Mar y Valparaíso, ciudades vecinas que en conjunto tienen una población de 638.632 habitantes y Concepción con 953.787.

**El 99% de la población urbana tiene acceso a la electricidad**, es decir más de 12.600.000 habitantes. **Por su parte el 86% de las viviendas rurales también cuentan con abastecimiento eléctrico**, por tanto **queda por electrificar el 14% de éstas**.

**La cobertura de electrificación rural presentó** en los 20 años anteriores al último censo realizado **un importante incremento** desde el 38% en 1982 a un 86% en el año 2002.

EVOLUCIÓN DE LA COBERTURA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL AÑO 1982-2002				
<i>Año Censal</i>	<i>Total Viviendas Rurales Ocupadas</i>	<i>Total Viviendas Rurales Electrificada</i>	<i>Total Viviendas Rurales Sin Alumbrado Eléctrico</i>	<i>Cobertura Viviendas Rurales Electrificadas</i>
1982	437.884	168.043	269.841	38,4%
1992	506.997	269.449	237.548	53,1%
2002	539.714	462.596	77.118	85,7%
Diferencia 92 - 82	69.113	101.406	-32.293	15%
Diferencia 02 - 92	32.717	193.147	-160.430	33%

Ilustración 6: Evolución de la cobertura de electrificación rural. FUENTE: Censo de Población y Vivienda 1982, 1992 y 2002

Durante el periodo intercensal 1982-1992, se observa que **el número de viviendas rurales electrificadas aumentó** en más de 100.000, mientras que para el periodo **1992-2002, este aumento se duplicó**, siendo electrificadas cerca de 200.000.

Si bien, **el proceso de electrificación rural en Chile ha sido sistemáticamente implementado**

**mediante la extensión de redes eléctricas**, existe, aun así, un segmento importante de viviendas rurales que **no presenta condiciones para viabilizar proyectos de extensión de red**. Estos son los sectores rurales más aislados, menos densos y más pobres. Por lo tanto, **para las localidades más alejadas de los centros urbanos**, a pesar de la existencia de recursos energéticos renovables, la alternativa existente a ser financiada mediante subsidios, son los **grupos electrógenos, diesel y bencineros**.

**La diversidad geográfica y climática de Chile presenta un excelente potencial para la utilización de las energías renovables** a lo largo de todo el país. El recurso solar abunda en el norte, el sur es privilegiado en su dotación del recurso hídrico y de biomasa y el viento presenta un uso potencial en zonas costeras y australes.

Gracias a los datos aportados por el último censo disponible, podemos observar que en el año 2002, según se aprecia en el cuadro siguiente, la distribución del número de **viviendas electrificadas según fuente de energía** mostraba que la mayoría de las viviendas eran abastecidas mediante Red Pública, atendida por una empresa de distribución eléctrica que opera con tarifas no subsidiadas y reguladas por ley, tanto para el caso urbano (99%) como el rural (95%).

Sin embargo, **existe un pequeño porcentaje de viviendas situadas en reducidos núcleos rurales que son provistas de energía mediante generadores** propios o comunitarios representando un 4%. **La operación de estos sistemas**, en atención al alto costo, se realiza **únicamente unas pocas horas al día**. Las viviendas urbanas por su parte, solo representan un 0,5%.

**La utilización de placas solares** como fuente de energía representa una nula participación en área urbana, mientras que en el **área rural su participación es del 0,5%**. A nivel nacional, esta distribución muestra igual tendencia.

Tipo de abastecimiento	URBANO		RURAL		TOTAL	
	Nº de viviendas	Participación porcentual	Nº de viviendas	Participación porcentual	Nº de viviendas	Participación porcentual
Red Pública (empresa Eléctrica)	3.307.261	99,5%	440.562	95,2%	3.747.823	99,0%
Generador Propio o Comunitario	15.727	0,5%	19.636	4,2%	35.363	0,9%
Placa Solar	109	0,0%	2.398	0,5%	2.507	0,1%
<b>TOTAL</b>	<b>3.323.097</b>	<b>100,0%</b>	<b>462.596</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.785.693</b>	<b>100,0%</b>

Tabla 3: Distribución viviendas según fuente de energía. Fuente: Censo población y vivienda.

La demanda de energía eléctrica continuará teniendo una importancia creciente en el requerimiento energético necesario para el crecimiento económico del país.

Por todo ello, implicado en este escenario de insuficiencia, el proyecto tiene como **objetivos específicos solucionar las carencias de electricidad** y mejorar la calidad del abastecimiento energético de viviendas y centros comunitarios **en el medio rural**, disminuyendo así los incentivos para la migración de familias campesinas a zonas urbanas, **fomentando el desarrollo productivo, y mejorando la calidad de vida** y las oportunidades de acceso a la educación y la salud de las familias.

### 2.2.1 LOCALIZACIÓN

La I Región de Tarapacá es una de las quince regiones en las que se encuentra dividido Chile. Limita al norte con la Región de Arica y Parinacota, al sur con la Región de Antofagasta, al este con la República de Bolivia y al oeste con el océano Pacífico.

**Cuenta con una superficie de 42.225,8 km<sup>2</sup> y una población estimada al año 2010 de 314.534 habitantes. La región está compuesta por las provincias de El Tamarugal e Iquique y la **capital regional es la ciudad de Iquique.****

Debido a su ubicación, La región de Tarapacá es una **región de características desérticas**. Su geografía está **compuesta por 5 franjas longitudinales demarcadas claramente**. Las llanuras costeras son escasísimas y casi inexistentes, a excepción de Iquique, debido a la presencia de la cordillera de la Costa, que nace en el cerro Camaraca, a 30 kilómetros al sur de la línea de la Concordia, en la vecina Región de Arica y Parinacota. Esta cordillera no tiene grandes alturas pero cae abruptamente al mar. La Depresión intermedia alcanza unos 40 kilómetros de ancho y 500 de longitud. **Entre las quebradas se forman las denominadas *pampas***, siendo la de mayor extensión la **pampa del Tamarugal**. Esta zona marca el inicio del desierto de Atacama.

En medio del desierto se halla este pueblo que se encuentra muy deteriorado por el tiempo, los terremotos, guerras y el abandono de sus habitantes. **Se ubica a 7300 msnm y a unos 150 km de la actual capital regional de Tarapacá, la ciudad de Iquique**, y es dependiente de la Quebrada de Tarapacá.

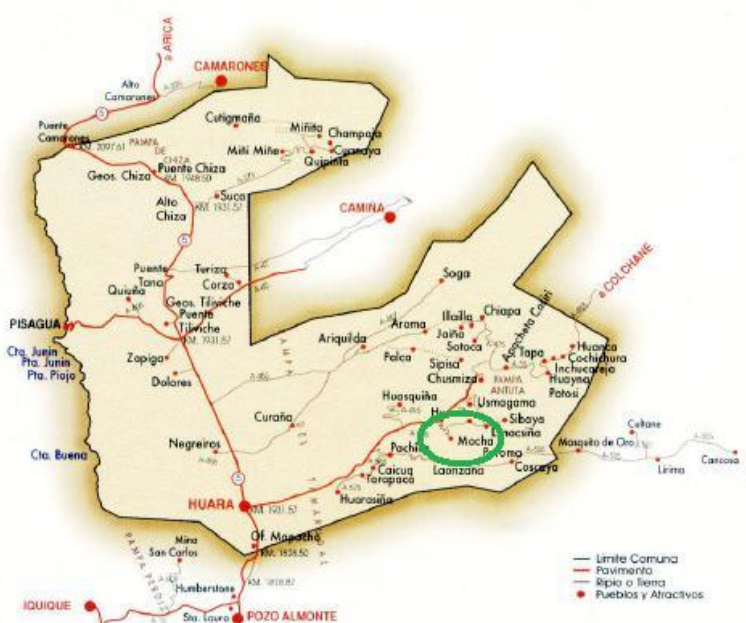


Ilustración 5: Situación geográfica Mocha, Comuna de Huara.

Esta elección se explica porque **la altitud y la latitud del lugar condicionan la presencia de una excelente radiación solar, la que es predominantemente directa**, ya que sólo aparecen algunas nubes durante el invierno boliviano.

La información respecto del desarrollo de Mocha es aún imprecisa. Al parecer, en sus inicios, fue un asentamiento dedicado al cultivo de frutas y verduras, abastecedor de las faenas mineras del entorno, relacionadas con el salitre y el cobre. También criaban y comercializaban ganado ovino, porcino y lanar. En décadas recientes se ha visto un pronunciado descenso en su población, ya que los jóvenes han ido emigrando a los centros poblados de la región y del país, debido principalmente a la falta de fuentes laborales en el lugar.

Durante la mayor parte del año la **población del pueblo es de aproximadamente 60 habitantes** y la componen, principalmente, personas dedicadas a actividades agrícolas con domicilio en el mismo pueblo.

Sin embargo, existen fechas en el año, en que el pueblo recibe la visita de antiguos habitantes y/o sus descendientes, que asisten a las **distintas festividades y celebraciones** dedicadas a diversas imágenes religiosas en los cerros cercanos al pueblo.

Como en gran parte de la región, en este pequeño poblado domina el **clima Desértico Marginal de Altura**, al encontrarse en el sector alto de la Quebrada de Tarapacá. Este clima se presenta entre los 2.500 y 3.000 msnm. En las cabeceras de las quebradas de la pre cordillera de la Primera Región, localización en la cual las temperaturas medias anuales rondan los 12°C, dando lugar a una gran amplitud térmica entre el día y la noche. **Las precipitaciones más importantes**, aunque escasas al tratarse de un **clima desértico, ocurren en las tardes de verano**, son de origen convectivo, provenientes de nubosidad producida por el ascenso de masas de aire cargadas de humedad por la ladera oriental de los Andes, provenientes de la cuenca amazónica y del Atlántico. Aunque en algunos sectores superan los 400 mm al año pero disminuyen hacia el sur. **La humedad relativa en general es baja.**

Los últimos estudios realizados permiten identificar detalladamente, aunque con la suficiente brevedad, algunos de los **rasgos climatológicos más relevantes** necesarios para acometer con conocimiento de causa este proyecto y que más adelante analizaremos con mayor precisión.

Así, las características climatológicas normales asociadas al sector de la Quebrada según mediciones realizadas durante un periodo de 6 años son:

MES	TM	T	Tm	HR	R
Enero	31.9	21.0	11.4	52.0	0.2
Febrero	32.3	21.0	11.3	53.0	0.3
Marzo	32.1	19.2	8.0	54.0	0.0
Abril	31.2	17.0	5.4	54.0	0.0
Mayo	29.8	14.6	2.2	53.0	0-0
Junio	28.5	13.5	0.0	52.0	0.1
Julio	29.0	12.8	-0.2	50.0	0.0
Agosto	30.1	13.4	-0.6	47.0	0.0
Septiembre	31.3	15.7	2.3	45.0	0.0
Octubre	31.3	16.4	3.2	46.0	0.0
Noviembre	31.8	17.6	4.5	47.0	0.0
Diciembre	31.9	19.0	7.0	49.0	0.0
AÑO	30.9	16.8	4.5	50.2	0.6

LEYENDA	
TM	Media mensual/anual de las temperaturas máximas diarias (°C)
T	Temperatura media mensual/anual (°C)
Tm	Media mensual/anual de las temperaturas mínimas diarias (°C)
HR	Humedad Relativa mensual/anual media (%)
R	Precipitación mensual/anual media (mm)

**NOTA: Datos climáticos de temperatura ambiente.**

Tabla 4: Características climatológicas Quebrada de Tarapacá.

Esta zona se encuentra bajo la influencia del Anticiclón del Pacífico, ubicado a una longitud de 90° y latitud 20° a 30°, la que genera una zona de altas presiones que se desplaza de norte a sur y de este a oeste. En verano en centro depresiones se detecta en el paralelo 30°, a la altura de La Serena, mientras que en invierno, se desplaza al norte, entre Taltal y Tocopilla entre los paralelos 20° y 25°. En invierno afecta hasta latitud 38° Sur, y en verano a los 42° latitud sur.

Por otro lado, los archivos del **Registro Solarimétrico Nacional**, en los que se presentan los **promedios mensuales y anuales de radiación global diaria** sobre una superficie horizontal de 129 estaciones solariméticas, indican que **el norte de Chile presenta condiciones**



**extraordinariamente favorables para la utilización de la energía solar**, es así como entre las regiones I y IV, el potencial de energía solar puede clasificarse entre los más elevados del mundo.

### 2.2.2 DESCRIPCIÓN

La localidad de Mocha se encuentra integrada en el sector alto de la **Quebrada de Tarapacá**, la cual se encuentra inserta dentro de la cuenca del río Tarapacá, localizado en la **comuna de Huara**.

La población actual es de aproximadamente **60 personas, de origen aymara y repartidas en 23 familias**. El pueblo **cuenta con infraestructura de servicio que permite desarrollar sus actividades diarias de forma normal**.

**La población cuenta con varios servicios comunitarios** como sede social, radio de comunicación, cancha deportiva, iglesia y sistema telefónico rural.

**Los lugareños se dedican principalmente a la producción agrícola**, mayoritariamente a la obtención de hortalizas, además de contar con una fuerte actividad frutícola (perales y membrillos), realizándose el riego de los mismos mediante el método de riego a tablares o tendido.

Además, y aunque en menor proporción, **la localidad posee un total de 90 cabezas de ganado** repartidas en distintas especies con un claro predominio del ganado ovino.

En cuanto a las **vías de acceso, el sector de la Quebrada cuenta con dos vías de entrada**. Una lo constituye **un camino de tierra de 14 km. de extensión** desde la carretera internacional A-55. El punto de inserción en la ruta internacional está a 65 Km de la capital Huara. **La otra alternativa es un camino de 20 km. de largo y que también corresponde a un desvío desde la ruta A-55** (55 km desde Huara a este punto).

En la fotografía 2 se puede apreciar la difícil situación geográfica que, en general, tienen las localidades del sector alto de la Quebrada, y en particular la localidad en la que se sitúa ese proyecto.



Ilustración 6: Situación geográfica de la localidad de Mocha en la Quebrada de Tarapacá.



**El sector no cuenta con conexión al sistema regional de electrificación por lo que el abastecimiento de energía proviene de un generador de petróleo que permite la disponibilidad de este recurso únicamente durante una media de 9 horas diarias (10 horas durante la semana y 8 los fines de semana).**

**El pueblo cuenta con una red eléctrica trifásica en baja tensión** y la operación normal del motor es, como se ha dicho antes, de 10 horas diarias entre semana, las cuales se extienden durante la tarde (de 14 a 24 h) y de 8 horas los sábados y domingos (16 a 24 h) siendo el consumo promedio del generador de 26 K diesel /hora.

En cuanto a la disponibilidad de agua potable, **la localidad consume agua bombeada directamente del canal del pozo de acumulación. Bomba que es impulsada por el propio generador diesel.**

Respecto a las horas de ausencia de electricidad, los habitantes de la sierra andina utilizan, además de pilas para radios y otros aparatos, velas y “chonchones” para el alumbrado y leña para cocinar, fuentes de energía que producen considerable daño ambiental por las emisiones generadas de la combustión y por la tala de los pocos árboles y arbustos existentes en estas zonas desérticas. Todo ello, además, hace incurrir a los usuarios en gastos adicionales.

Aunque las fallas de los sistemas actuales son relativamente bajas, constatándose un promedio aproximado de 5,2 días al año sin abastecimiento por motivos de reparaciones menores y falta de combustible, la inseguridad en la prestación del servicio, por las pocas horas de funcionamiento diarias hacen que los usuarios demanden una mejora en sus condiciones.

Si bien los costos de inversión de estos generadores son moderados, se trata de una solución con costos de operación demasiado elevados en comparación con otras alternativas, lo cual solo puede ser solventado por usuarios de altos ingresos o, en su defecto, su operación se limita a unas pocas horas al día, como en el caso que nos ocupa.

Independientemente de lo anterior, los generadores permiten el abastecimiento eléctrico de mayor capacidad, por lo tanto, las posibilidades de conectar sistemas productivos son mayores, aunque limitados a las horas de funcionamiento.

Es por todo ello que la implantación de un sistema híbrido es una solución completa que aprovecha lo mejor de cada tecnología, disminuyendo sus características más negativas como lo son el alto costo de mantención y limitación en el suministro por falta de capacidad, permitiendo mediante el complemento avanzar hacia un abastecimiento seguro las 24 horas del día.

Se permite así el adecuado desarrollo de sistemas productivos y a pesar de sus elevados costos de inversión y el requerimiento de sofisticados sistemas de control, todo ello es compensado con el ahorro en operación y mantenimiento.

## 2.3 NORMATIVA

El proyecto que se ha realizado se sitúa dentro del marco legal chileno vigente, mostrando especial atención a las exigencias recogidas en materia de Energías Renovables No Convencionales y electrificación rural, siendo responsabilidad del diseñador o proyeccionista el cumplimiento del reglamento, se contempla la siguiente normativa:

- **Ley N° 19.674**, del 3 de Mayo de 2000 que modifica el D.F.L. N° 1, de 1982, de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, con el objeto de regular los cobros por servicios asociados al suministro eléctrico que no se encuentran sujetos a fijación de precios.
- **Decreto N°15**, del 6 de Abril de 2002. Acuerdo entre el Gobierno de Chile y el programa de las Naciones Unidas para el desarrollo del proyecto “Chile: remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables”.
- **Ley 19.904 (Ley Corta I)** del 13 de marzo de 2004, Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos.
- **Ley N° 20.018 (Ley Corta II)**, del 19 de mayo de 2005. Modifica el marco normativo del sector eléctrico.
- **Decreto con Fuerza de Ley N°4, Ley General de Servicios Eléctricos(LGSE)** del 12 de Mayo de 2006 el cual determina las normas técnicas y de seguridad por las cuales debe regirse cualquier instalación eléctrica en el país.
- **Ley N° 20.220**, del 14 de septiembre de 2007. Perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos.
- **Ley N° 20.257**, del 1 de abril de 2008. Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales.
- **Reglamento N° 244 para la aplicación de la ley 19.257**. Aprueba reglamento para Medios de Generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Públicos 2 de septiembre de 2005.
- **Resolución N°89**, del 15 de Mayo de 2009, Reglamento del Comité Centro de Energías Renovables.
- **Decreto N°84**, del 2 de Septiembre de 2009. Acuerdo entre las repúblicas de Chile y Alemania sobre el proyecto energías renovables y eficiencia energética IV.
- **Decreto N° 59**, del 30 de Abril de 2010, entre las repúblicas de Chile y Alemania sobre el proyecto “Bienes fiscales para la generación de energía con fuentes renovables no convencionales”.
- **Ley 19.300**, del 1 de Marzo de 1994. Bases generales del Medio Ambiente. Modificada por la ley 20.173 de 2007.
- **Ley 20.096 (Ley Ozono)**, del 4 de Febrero de 2006, establece los mecanismos de control aplicables a las sustancias agotadoras de la capa de ozono.
- **DS N° 30/97**, modificado por el DS 95/2001 del Ministerio Secretaria General de la Presidencia. Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.
- **DS N° 123/95**. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

COMPONENTE	NORMATIVA
<b>Instalación solar fotovoltaica</b>	NCh 2.898 IEC 61194, NCh 2.903/1 IEC 60904-1, NCh 2.903/2 IEC 60904-2, NCh 2.903/3 IEC 60904-3, NCh 2.896 THERMIE B SUP 995-96, NCh 2.927 IEC 61277, NCh 2.940 IEC 61173.
<b>Instalación solar térmica</b>	NCh3096/1.c2007 NCh3096/2.c2007 NCh3120/1.c2007 NCh3120/2.c2007
<b>Instalaciones Híbridas</b>	NCh 2.911/1 IEC/PAS 62111: 1999, NCh 2.911/2 IEC/PAS 62111: 1999, NCh 2.911/3 IEC/PAS 62111: 1999, IEC/TS 62257.

Tabla 5: Normativa IEC de obligado cumplimiento en instalaciones con ERNC.

Se considerará la edición más reciente de las normas antes mencionadas, con las últimas modificaciones oficialmente aprobadas.

### 2.3.1. MARCO LEGAL

En el marco legal destaca como hito relevante para impulsar el sector energético renovable Chileno la aprobación, durante la gestión del gobierno de Michele Bachelet de la llamada **LEY DE ENERGÍAS RENOVABLES (Ley 20.257)**: Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto a la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales.

Realizando una breve reseña al marco Legal-Regulatorio aplicable en Chile al Sector Renovable, destacan:

**La Ley Corta I- Ley 19.940**, promulgada en marzo de 2004 dando respuesta a la necesidad del país de flexibilizar el ingreso al mercado eléctrico de nuevas fuentes energéticas con el objetivo de diversificar la matriz energética. Esta Ley estableció se exceptuará del pago de peajes de transmisión troncal (Artículo 71.7) a todos aquellos proyectos cuyos excedentes de potencia fueran menores a 20 MW y cuya fuente de energía fuera no convencional: geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas y cogeneración. Para aquellos casos en los que el excedente de potencia fuera inferior a 9MW, la exención del peaje de transmisión sería total. **Se aseguró el derecho a la venta de energía y potencia en el mercado mayorista** a cualquier generador independientemente de su tamaño, se establecieron condiciones no discriminatorias para los pequeños generadores que participen en ese mercado, se dio certeza jurídica de acceso a las redes de distribución para los pequeños generadores para evacuar la energía generada.

Con posterioridad, en mayo de 2005, se promulgó una nueva modificación a la Ley Eléctrica, **Ley Corta II- Ley 20.018** en la que se incorporan nuevos elementos para favorecer el sector renovable. Sin perjuicio del derecho a ofertar en las licitaciones reguladas, los propietarios de medios de generación (Según Artículo 71.7) tendrán derecho a suministrar a las distribuidoras hasta el 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados al precio promedio de suministro. Este punto se deroga con la promulgación de la nueva modificación de la ley de energías renovables.

**Por primera vez se establecen beneficios especiales para las Energías Renovables** con el objetivo de reducir las barreras de entrada a pequeños generadores y favorecer la incorporación de nuevas tecnologías a la matriz energética.

Con las **modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales (Ley nº 20.257)** de abril de 2008, se establece que:

- Las empresas eléctricas que comercializan energía en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200MW (SIC y SING) debe acreditar que un determinado porcentaje se ha generado a través de fuentes renovables, independientemente de que sean clientes libres ó regulados.
- El porcentaje citado de generación con energías renovables corresponde a:
  - 5% entre 2010 y 2014.
  - 5,5% en 2015.

- Posteriormente al 2015 y de forma gradual (+0,5% anual) hasta alcanzar el 10% en 2024.
- Esta medida aplica a los medios de generación conectados con posterioridad al 1 de enero de 2008.
- Se permite intercambiar inyecciones entre sistemas interconectados, es decir un comercializador del SING puede convenir con un generador del SIC la imputación de las inyecciones.

En agosto de 2008, el Gobierno promulgó la **Ley nº 8.202 que establece franquicia para la instalación de colectores solares térmicos**. La ley entrega una franquicia tributaria -que va entre un 20% a un 100% del valor del sistema solar térmico- a la **instalación de colectores solares en viviendas nuevas** de hasta 4.500 UF. Las viviendas cuyo valor no exceda de 2.000 UF recibirán un beneficio equivalente a la totalidad del valor del respectivo sistema solar térmico y su instalación.

Las viviendas que tengan un valor superior a 2.000 UF pero no excedan las 3.000 UF, tendrán un beneficio equivalente al 40% del valor del respectivo sistema solar térmico y su instalación; mientras aquellas que estén sobre las 3.000 UF y hasta las 4.500 UF recibirán un beneficio equivalente al 20% del valor de dichos sistemas y su instalación. **En ninguno de estos casos el beneficio podrá superar las 32,5UF por vivienda**. En tanto, para la construcción de edificios de apartamentos, dada la existencia de economías de escala, el tope por apartamento se limita a 29,5 UF cuando la superficie instalada de colectores solares térmicos en el edificio sea menor a 100 m<sup>2</sup>, y en 26 UF, cuando sea igual o mayor a esa superficie. La nueva norma legal debiera estar operativa a fines de 2009 y tiene un período de vigencia de 5 años.

El **PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DEL CAMBIO CLIMÁTICO 2008-2012**, presentado en enero de 2009, fue diseñado para materializar los objetivos de la Estrategia Nacional de Cambio Climático aprobada en enero de 2006 por el Consejo Directivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente.

Elaborado en un proceso de consulta con la participación de Instituciones y personas vinculadas al Consejo Directivo de la Comisión Nacional de Medio Ambiente, y personas relevantes a nivel nacional en el ámbito académico e investigador, la Ley pretende dar respuesta a los efectos sobre el cambio climático proyectados para el siglo XXI así como dar cumplimiento a los compromisos adquiridos por el país al ratificar la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

Constituye el marco de referencia para las actividades de evaluación de impactos, vulnerabilidad y adaptación al cambio climático, y de mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero en el país.

Contempla lineamientos y acciones en los tres ejes de la Estrategia: Adaptación a los **Impactos** del Cambio Climático, Mitigación de las **Emisiones** de Gases de Efecto Invernadero y Creación y Fomento de **Capacidades** para abordar el Cambio Climático en el país.

Entre las líneas prioritarias del Plan de Acción se encuentran sectores como: **energía**, recursos híbridos, biodiversidad, salud e infraestructuras.

**La LEY DE ENERGÍAS RENOVABLES (Ley 20.257) junto con la creciente demanda**

**energética conforma un escenario propicio para el desarrollo de proyectos renovables.** Existe un gran interés por parte del Gobierno en potenciar el uso de energías renovables para eliminar las debilidades inherentes al sistema perfeccionando el actual **marco jurídico** con el objetivo de reducir los espacios para la especulación, acelerar los procesos de **tramitación** de concesiones y estudios ambientales e incentivar la participación de empresas privadas nacionales.



## 2.4 DATOS DE PARTIDA Y CONDICIONES DE CONTORNO

Para la realización de este proyecto, se ha contando con algunos datos iniciales de partida, así como cierta información de difícil acceso para el alumno. Además, se ha dispuesto de manuales de uso extendido para la energía solar térmica y fotovoltaica, energía eólica e instalaciones híbridas, en consonancia con la normativa vigente. Entre los documentos e información consultada están:

- Climatología del emplazamiento.
- Tablas de insolación e irradiación solar media.
- Tablas velocidades medias del viento.
- Reglamento y normativa exigible a las instalaciones híbridas auto gestionadas.
- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas a red (IDAE)
- Manual para instalaciones solares térmicas (CDT)
- Guía para la evaluación ambiental ERNC (CNE)
- Direcciones web y catálogos de fabricantes de colectores, turbinas y equipos de generación a pequeña escala.
- Otros (especificados en el apartado x. Bibliografía)



## METODOLOGÍA DE RESOCLUCIÓN

## 3.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

### 3.1.1 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

En los colectores solares se produce la transformación de energía solar en forma de radiación térmica en energía útil manifestada como una elevación de la temperatura de un fluido caloportador, normalmente agua, aire o aceite. En el interior del colector, en contacto con el absorbedor, se sitúa una configuración de tubos por los que circula un fluido que se calienta para actuar como un poderoso transmisor de calor, transportando la energía a los diferentes sistemas en circuito cerrado. Esta transformación será más o menos eficiente según las pérdidas térmicas inherentes al colector, ocasionadas por procesos de transferencia de calor mediante conducción, convección y radiación.

Las características constructivas de los colectores solares permiten que la radiación solar incidente de onda corta que alcanza los mismos, atraviese su cubierta transparente e incida sobre un absorbedor que, como consecuencia, eleva su temperatura y comienza a emitir una radiación de onda larga que se refleja en la cubierta opaca, no obstante, a la radiación de estas características, quedando atrapada dentro del colector y calentando en mayor medida al fluido primario. Dicho de otra manera, el colector funciona de forma similar a un invernadero, se produce entonces en su interior el conocido efecto invernadero, que posibilita en último lugar la mayor conversión de energía solar en térmica.

El colector es en definitiva, un intercambiador de calor especial por el que circula un solo fluido. A diferencia de los intercambiadores de calor comunes, el calor se transmite desde la placa absorbidora caliente a un fluido frío, en lugar de hacerlo desde de un fluido caliente a un fluido frío.

La existencia de días nublados, sumado a las ineficiencias del sistema, hacen que sea difícil atender las necesidades energéticas de una vivienda durante todo el año para una determinada superficie de captación limitada. Esto exige disponer de un sistema complementario, habitualmente el sistema de ACS convencional de la vivienda, basado en una caldera de producción de calor o cualquier otra propuesta económica que proporcione un comportamiento aceptable de la instalación, obligando a diversificar el suministro de energía térmica, para lo cual, particularmente se plantea el uso de un modelo de generación híbrido a pequeña escala.

### 3.1.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTÁICA

La conversión fotovoltaica se basa en el efecto fotoeléctrico, es decir, en la conversión de la energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica. Para llevar a cabo esta conversión se utilizan unos dispositivos denominados células solares, constituidos por materiales semiconductores en los que artificialmente se ha creado un campo eléctrico constante. El material más utilizado es el Silicio. Estas células conectadas en serie o paralelo forman un panel solar encargado de suministrar la tensión y la corriente que se ajuste a la demanda.

Los paneles captan la energía solar transformándola directamente en eléctrica en forma de corriente

continua, que se almacena en acumuladores, para que pueda ser utilizada fuera de las horas de luz.

Los módulos fotovoltaicos admiten tanto radiación directa como difusa, pudiendo generar energía eléctrica incluso en días nublados.

La posibilidad de utilizar varias fuentes energéticas en una misma instalación puede resultar una combinación eficiente en algunos tipos de instalaciones, principalmente en aquellas instalaciones que presenten unos consumos con unas determinadas características adecuadas a la implantación de sistemas fotovoltaicos.

El aprovechamiento de la energía solar para producir energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico puede suponer un complemento energético importante para las instalaciones aisladas. De ahí que para conseguir el suministro de energía en sistemas aislados, se recurra a la combinación de sistemas fotovoltaicos apoyados con grupos electrógenos con el objetivo de reducir las inversiones a realizar.

### 3.1.3. ENERGÍA EÓLICA

El método más extendido actualmente para el aprovechamiento de la energía eólica son los aerogeneradores, que desde hace unos años se integran en gran parte de nuestros paisajes.

La mayor parte de los aerogeneradores existentes realizan la conversión de la energía del viento en energía eléctrica, transportable desde los parques eólicos y, por lo tanto, aprovechable para la actividad humana. El tamaño de los aerogeneradores en estos últimos años, ha ido aumentando y también su capacidad de producir energía, alcanzando en algunos prototipos potencias de hasta 5MW.

El aerogenerador funciona como un sistema de control que trabaja según una ley, la curva de potencia que se explicará más adelante, y que dispone de una serie de equipos y sensores con unas tareas concretas que le permiten esta transformación de una manera controlada y optimizada.

El primer elemento que emplean son las palas, por lo general tres, que están unidas a un eje. Este conjunto se denomina rotor. El rotor, con su giro, barre una superficie circular por la cual pasa el viento. Las palas extraen la energía contenida en el viento, en el mejor de los casos podríamos aprovechar en unos valores en torno a un 50% del total.

Una vez absorbida parte de la energía del viento, el objetivo fundamental es conseguir acondicionarla y controlarla para poder transformarla en electricidad.

El rotor gira a baja velocidad. Sin embargo, los generadores de electricidad suelen requerir velocidades de rotación superiores. Por lo tanto, es necesario en la mayoría de tipos de aerogenerador existentes elevar la velocidad de giro por medio de una multiplicadora de engranajes que consiguen dejar la velocidad en valores óptimos para el generador eléctrico. Los aerogeneradores que pueden prescindir de multiplicadora están equipados con generadores de bajas revoluciones denominados multipolo.

A su vez existen aerogeneradores en los cuales la velocidad de giro del generador puede ser modificada y otros en los que las posibilidades de variarla son muy bajas.

## 3.2 FUNDAMENTOS Y GENERALIDADES

Con motivo de una primaria inspección de las distintas tecnologías involucradas, se ofrece una panorámica general, una breve descripción de los agentes productores que conforman el diseño global de eficiencia.

### 3.2.1 PANORÁMICA SOLAR TÉRMICA

El diseño general de una instalación solar térmica está constituido básicamente por los siguientes circuitos:

- 1) Circuito primario: formado por los captadores, las tuberías que los unen y las que transfieren calor al circuito secundario.
- 2) Circuito secundario: conectado en serie al primario está compuesto por un intercambiador y un depósito acumulador, recoge la energía captada en el primario y la transfiere al sistema de acumulación.
- 3) Circuito terciario: circuito encargado de recoger la energía almacenada en el sistema de acumulación y de transferirla al circuito de consumo a través de un intercambiador.
- 4) Circuito de consumo: parte de la red de alimentación de agua fría y llega a los puntos de consumo.

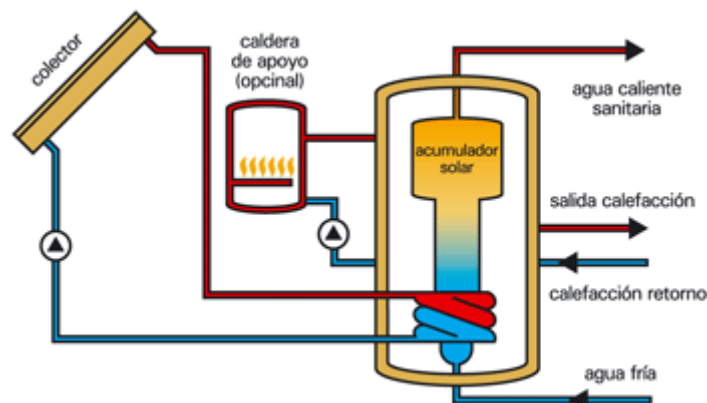


Ilustración 7: Esquema de un sistema solar de ACS+Calefacción. Fuente: ERCYL

Los distintos circuitos que entran en juego en una instalación solar completa, no pueden desvincularse, y su comprensión sólo adquiere sentido desde una perspectiva de funcionamiento global. Aparecen de esto modo los sistemas:

- **Sistema de captación:** compuesto por los captadores solares, es el encargado de captar la energía contenida en la radiación solar y transformarla en energía térmica. Constituido por el conjunto de colectores debidamente conexicionados. Son los receptores de la radiación, a

través del fluido caloportador, que normalmente es agua.

- **Sistema de intercambio:** realiza la transferencia de calor entre el fluido de trabajo que circula por el circuito primario y el agua que circula por el circuito secundario. En muchas ocasiones, cuando el tamaño de la instalación es considerable, o cuando la calidad del agua así lo recomienda (aguas duras), y sobre todo, debido a la existencia de un fluido caloportador basado en agua tratada con anticongelantes (glicoles), interesa hacer pasar por el sistema captador un fluido diferente del agua de utilización final que circula por un circuito primario entre el sistema captador y un sistema de intercambio térmico. Otro circuito secundario, ya utilizando agua de la red excepto en los casos en los que se prevea un descenso grande de las temperaturas por la noche, se encargará de recuperar esta energía del intercambiador de calor hasta los depósitos de acumulación, y de éstos, hasta su utilización.
- **Sistema de acumulación:** almacena la energía térmica en forma de agua caliente. Debido a los ciclos día-noche ocasionados por el movimiento de rotación de la Tierra, y dado que el momento de utilización de la energía no tiene por qué coincidir con las horas en las que calienta el Sol, se hace necesario un sistema de acumulación. Este sistema está compuesto por uno o más depósitos (según el tamaño de la instalación) conectados al sistema captador, del cual reciben el agua caliente. Por regla general tienen una disposición vertical para favorecer la estratificación térmica (aguas calientes arriba-aguas frías abajo). Deben disponerse, debidamente aislados, en alguna sala cerrada, con el fin de reducir las pérdidas.
- **Sistema de distribución:** conjunto de elementos que permiten el transporte del agua caliente hasta los puntos de consumo.
- **Sistema de control:** encargado de asegurar el correcto funcionamiento de la instalación solar. Es un sistema clave para el correcto funcionamiento de la instalación, ya que evita someter a los equipos a condiciones extremas que podrían dañarlos y provocar averías. Además, optimiza el rendimiento global de la instalación gobernando la actuación de válvulas y bombas. Recibe datos de diferentes sensores térmicos y de presión, procesa la información y actúa precisamente mediante las bombas y válvulas.

Típicamente, para una instalación solar sencilla, el sistema de control compara las temperaturas de entrada y salida al colector y la temperatura del acumulador, y regula el sistema permitiendo el funcionamiento de la bomba de circulación cuando la temperatura del agua a la salida de los colectores sea superior a la del acumulador.

- **Sistema de energía de apoyo:** complementa el aporte solar suministrando la energía adicional necesaria para cubrir la demanda prevista. Todas las aplicaciones de energía solar requieren un sistema de apoyo que utilice una energía auxiliar. En efecto, las instalaciones solares no se diseñan para suministrar el 100% de las necesidades a partir de la radiación recibida del Sol, sino que, en algunos meses de utilización, se requerirá otra energía (electricidad, cogeneración, gas natural o en nuestro caso gasóleo) para completar la demanda.

### 3.2.2 PANORÁMICA SOLAR FOTOVOLTAICA

Un sistema fotovoltaico aislado de la red eléctrica está constituido, de forma genérica, por los siguientes elementos:

- **Subsistema de captación solar:** constituido por los paneles o generadores fotovoltaicos que son los elementos encargados de transformar la radiación solar en energía eléctrica. Están constituidos por varios módulos fotovoltaicos junto con los cables eléctricos que los unen y los elementos de soporte y fijación. Estos módulos, a su vez, están formados por un conjunto de células fotovoltaicas interconectadas entre sí, caracterizadas por la capacidad que poseen de generar corriente eléctrica en corriente continua a partir de la radiación solar incidente sobre ellas. Los módulos fotovoltaicos generan electricidad incluso en los días nublados, aunque el rendimiento energético se reduce proporcionalmente a la reducción de la intensidad de radiación.
- **Subsistema de acumulación:** las baterías son los elementos encargados de acumular la energía entregada por los paneles durante las horas de mayor radiación para su aprovechamiento durante las horas de baja o nula radiación, garantizando así, una estabilidad en el funcionamiento de la instalación.
- **Subsistema de regulación:** el regulador tiene como misión impedir que la batería siga recibiendo energía del colector una vez que éste ha alcanzado su carga máxima, para prevenir accidentes. Otra función es la prevención de la sobredescarga para evitar que la batería se agote en exceso.
- **Subsistema de acomodación de energía a las cargas:** está constituido por convertidor CC-CC o seguidor de potencia cuándo no todos los receptores de continua tienen la misma tensión nominal y/o convertidor CC-CA, dado que las viviendas disponen de equipos a alimentar con CA.
- **Otros subsistemas eléctricos:** la instalación ha de ir provista de los elementos habituales de operación y protección.

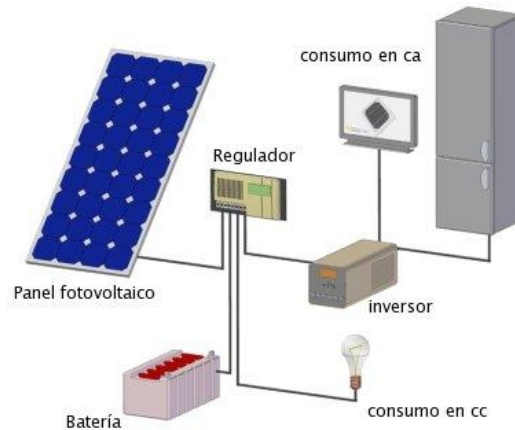


Ilustración 8: Esquema de una instalación fotovoltaica aislada.

### 3.2.3 PANORÁMICA EÓLICA

Una instalación eólica completa consta, como se verá de forma detallada más adelante, además de la turbina eólica, de un regulador de carga, de unas baterías de acumulación y, si la carga lo requiere, de un inversor. Esto es en el caso de que el aerogenerador suministre corriente continua, si el generador eléctrico es un alternador, la instalación debe constar de un rectificador. El funcionamiento, criterios de diseño, mantenimiento, etc. de estos equipos es similar al caso de una instalación fotovoltaica, salvo lo relativo al aerogenerador.

En general las instalaciones eólicas aisladas requieren una capacidad de almacenamiento superior a las fotovoltaicas, debido a las grandes variaciones de la disponibilidad de potencial eólico, que no presenta tanta uniformidad en el ciclo diario como la radiación solar. Esto se traduce en que los sistemas eólicos para aplicaciones autónomos sean viables económicamente para demandas mayores que los fotovoltaicos, de forma que esta mayor demanda compense el aumento del coste debido al mayor coste de la acumulación.

Para las situaciones en el sistema de acumulación esté saturado y la carga sea inferior a la generación es necesario contar con una carga de disipación. La carga de disipación debe ser dimensionada para acomodarse a la potencia excedente máxima instantánea, que corresponde a la diferencia entre el valor mínimo de la carga y el máximo de la turbina (valores instantáneos de potencia). En algunas aplicaciones estas cargas de disipación se aprovechan como calefacción para no desperdiciar esos excedentes energéticos y mejorar el factor de capacidad de la instalación.

### 3.2.4. PANORÁMICA DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS.

Las instalaciones híbridas constituyen un sistema de generación que permite optimizar en gran medida la producción de electricidad y calor a partir de energías renovables, como la fotovoltaica y la eólica, y las no renovables, como el uso del diesel.

El objetivo es minimizar a la vez los costes y las emisiones contaminantes que genera la producción de energía en sistemas aislados de la red eléctrica, además de reducir la energía no servida (demandada por los aparatos o dispositivos pero que no puede ser suministrada).

Los paneles fotovoltaicos son ideales para el uso en un sistema combinado con aerogeneradores, pudiendo ser instalados en el mismo sistema. Los sistemas híbridos proporcionan un suministro de energía estacional más consecuente - vientos más altos en invierno y horas de luz solar más intensas y numerosas en verano. El equilibrio entre viento y energía solar obviamente depende de la posición y localización.

Los sistemas híbridos nacen por tanto de la unión de dos o más sistemas de generación, ya sean convencionales (diesel, por ejemplo), para garantizar una base de continuidad del servicio eléctrico y/o térmico, o de fuentes renovables (eólico, fotovoltaico, etc.), completados con sistemas de almacenaje (baterías), de condicionamiento de la potencia (inversores, rectificadores, reguladores de carga) y de regulación y control.

Actualmente se proyectan sistemas híbridos en los que las fuentes renovables y el almacenaje proporcionan hasta el 80-90% de las necesidades energéticas, dejando al diesel solo una función auxiliar.

La configuración típica de un sistema híbrido es la siguiente:

- Una o más unidades de generación de fuentes renovables.
- Una o más unidades de generación convencional.
- Sistema de almacenamiento.
- Sistemas de acondicionamiento de la potencia.
- Sistema de regulación y control.

#### 3.2.4.1 Sistemas híbridos a pequeña escala. Micro-redes

Las microrredes, que son agrupaciones de recursos de distribución eléctrica y térmica gestionadas desde la propia instalación, suponen una potente forma de reorganizar las redes actuales para conseguir un suministro integral de energía ya que pueden funcionar tanto conectados a la red eléctrica como aislados de la misma.

De forma general, las microrredes engloban sistemas de distribución de baja tensión con fuentes de generación distribuida, tales como microturbinas, pilas de combustible o instalaciones fotovoltaicas, junto con dispositivos de almacenamiento de energía y cargas controlables.

El funcionamiento y control de la mayoría de las microfuentes están basados en electrónica de



potencia, con lo que poseen la flexibilidad necesaria para garantizar la operación de todo el sistema como uno único. Este control flexible permite a la microrred presentarse al sistema eléctrico como una unidad controlable que abastece las necesidades locales con fiabilidad y seguridad.

La microgeneración de energía a pequeña escala supone por tanto una potente herramienta de ahorro y eficiencia energética tanto en su aplicación con conexión a la red eléctrica, como aislada de la misma.

Esta última función de los sistemas de generación a pequeña escala es la que toma mayor importancia en este proyecto. Como ya se ha descrito en puntos anteriores, la tecnología renovable basada en sistemas aislados o mini redes representa una importante revolución tecnológica para aquellas zonas rurales sin acceso a la red eléctrica.

Hasta el momento, la mayoría de los procesos de electrificación rural implantados han seguido el modelo de extensión de red, consistente en la aplicación de las redes de distribución de las empresas concesionarias, de manera que se abarca una extensión mayor de territorio, y por tanto un mayor número de clientes con posibilidad de acceso al suministro.

Sin embargo y como ya se ha visto, esta solución no resulta viable económicamente y muchas veces geográficamente posible en las zonas realmente alejadas de las redes de distribución existentes, por lo que existe la necesidad de analizar nuevos modelos que permitan la electrificación de estas zonas remotas.

Así pues, la electrificación rural sin conexión a red es un campo extenso y difuso, en el que conviven diferentes tecnologías, recursos energéticos, aplicaciones y condiciones locales. En muchos casos se dan circunstancias que pueden dar una idea de las dificultades que aparecen al trabajar en este entorno: población dispersa, baja demanda eléctrica, ingresos económicos medios-bajos y comunicaciones deficientes.

Estos sistemas, que benefician principalmente a los consumidores y al medio ambiente, favorecen la independencia de la red eléctrica y aprovechan de forma más eficaz las energías renovables y los sistemas de almacenamiento.

En resumen, la operación de las unidades de generación eléctrica, almacenamiento y carga como microrred favorece alcanzar los siguientes objetivos:

- **Eficiencia energética:** Mediante una planificación y operación adecuada de las unidades de generación y almacenamiento de la microrred, la generación de electricidad y calor puede compatibilizarse aumentando la eficiencia energética de la instalación. El reto es hacerlo también de una forma económicamente rentable.
- **Reducción de emisión de gases de efecto invernadero:** Mediante el incremento del uso de las unidades de energías renovables, así como las unidades de generación de alta eficiencia, operadas de forma óptima, las emisiones de gases de efecto invernadero serán disminuidas con respecto a las de la generación convencional.
- **Incremento del uso de las energías renovables y recursos locales.**
- **Reducción de los costes de energía:** Gracias a las capacidades de inteligencia y control de la microrred, el operador planificará la operación de las fuentes de generación y almacenamiento, dependiendo de los actuales precios de gas, condiciones climáticas y su

previsión.

- **Mejora de la Calidad de Suministro:** Los nuevos sistemas de generación eléctrica y térmica producen suponen una importante mejora en la calidad de vida de los usuarios y la fiabilidad del suministro que hasta ahora cuentan con horas de energía limitadas y condiciones muy inestables.
- **Mayor concienciación:** Los usuarios pueden ser productores de energía.
- **Minimización de pérdidas eléctricas:** Dado que las unidades de generación dispersas operan cerca de las cargas, son evitadas las pérdidas eléctricas en las líneas eléctricas de Transporte y Distribución.



- |                                  |                        |
|----------------------------------|------------------------|
| 1. Módulos solares fotovoltaicos | 4. Baterías            |
| 2. Inversor solar                | 5. Generador de gasoil |
| 3. Centro neurálgico             | 6. Generador eólico    |

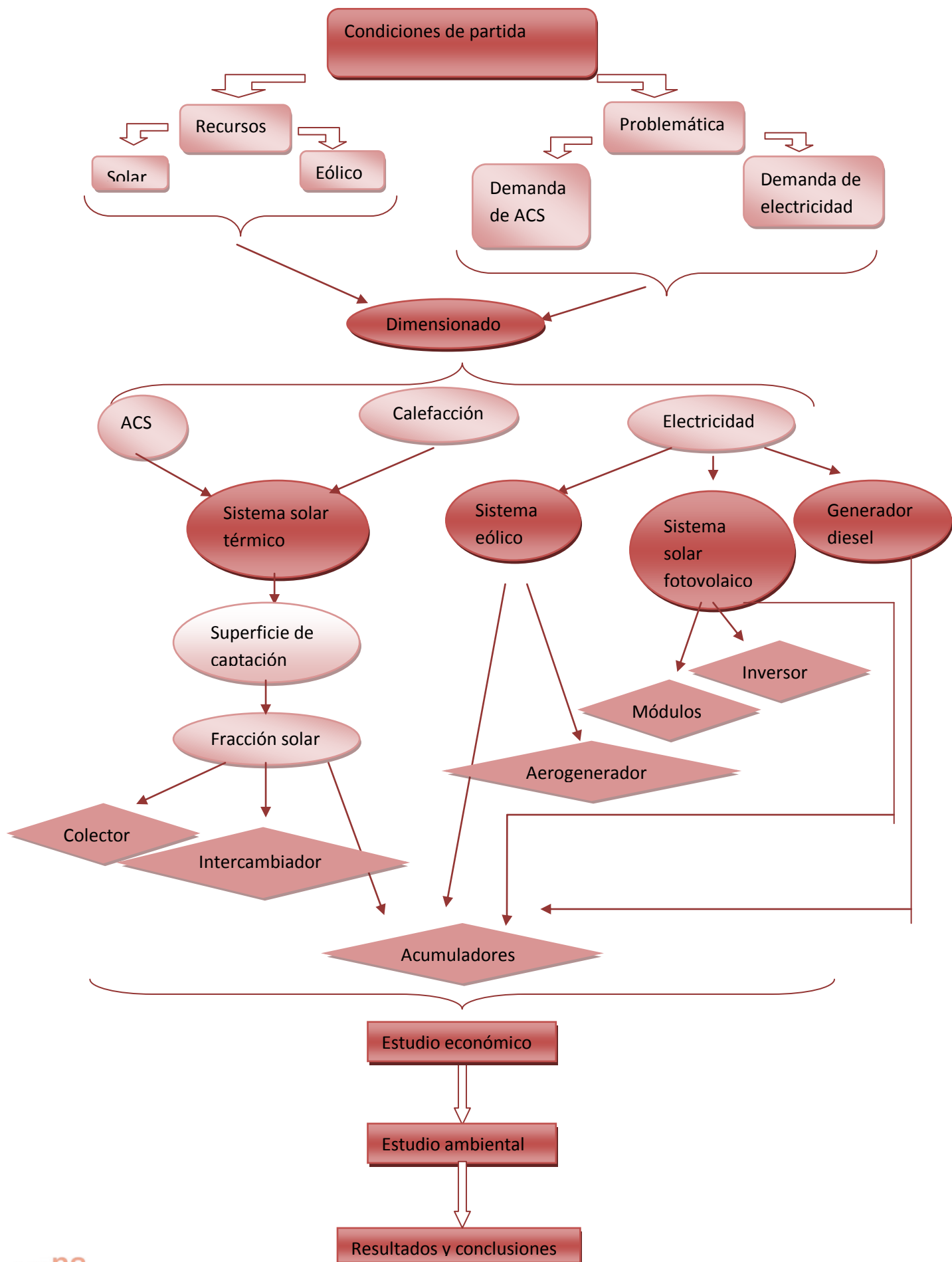
Ilustración 9: Ejemplo de micro-red aislada.

### **3.3 PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN**

La metodología de trabajo seguida en este proyecto se basa en una serie de pasos necesarios que definen un proceso periódico de diseño, modificable a lo largo de su desarrollo, que se retroalimenta con los resultados que se van obteniendo, hasta la obtención de un modelo definitivo y energéticamente eficiente que finalmente, es evaluado económica y ambientalmente.

#### **3.3.1 ESQUEMA SINÓPTICO**

La estructura del procedimiento de resolución a seguir se puede resumir y representar en el siguiente esquema:



## DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

## 4.1 INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA

En este capítulo se realiza la descripción individual y generalista de los sistemas que integran la instalación híbrida propuesta y de los sistemas convencionales de producción, así como de otros sistemas constituyentes de la instalación global, cuyas principales características, configuraciones y funcionamiento se exponen a continuación.

Así pues, la instalación solar térmica será diseñada y dimensionada para abastecer la demanda de agua caliente sanitaria, dicha instalación operará de forma independiente del resto de la red de tal manera que el tratamiento de la misma que se hace en este capítulo es equivalente a la descripción de una instalación puramente solar. Así pues los distintos sistemas de los que requiere una instalación solar térmica para su funcionamiento así como las distintas opciones y tipos de los que se dispone de cada uno de los citados componentes son presentados en esta sección.

### 4.1.1 SISTEMA DE CAPTACIÓN

La captación de energía solar se realiza en una superficie absorbidora expuesta a la radiación solar. Así pues el componente principal de una instalación de energía solar térmica es el colector o también denominado captador. Los captadores solares planos, que son el tipo de captadores solares más común en instalaciones de agua caliente sanitaria, por ser los más adecuados para aplicaciones de temperatura moderada, en las cuales la demanda de temperatura va desde los 30 a los 70°C, es un intercambiador de calor cuya misión es captar la energía procedente de la radiación solar, aprovechando tanto la energía solar incidente directa como la difusa, transformándola en energía térmica y proporcionar este calor al sistema. La energía absorbida es por tanto transferida al fluido que pretende calentarse, generalmente agua, mezclada en muchos casos con algún tipo de anticongelante, aunque muchos otros líquidos son utilizados dependiendo de las aplicaciones, particularmente de la temperatura de utilización. El fluido es transportado hasta el acumulador o indirectamente hasta un intercambiador de calor, circulación a lo largo de la cual se producen pérdidas de calor evidentes que endeudan la eficiencia energética del sistema, obligando a un esmerado aislamiento térmico de tuberías y especialmente de depósitos o tanques de acumulación. La eficiencia del captador decrece conforme aumenta la temperatura de trabajo, por lo que para minimizar las pérdidas de calor el absorbedor se coloca entre una cubierta (lamina de vidrio o material transparente) y una capa de aislamiento.

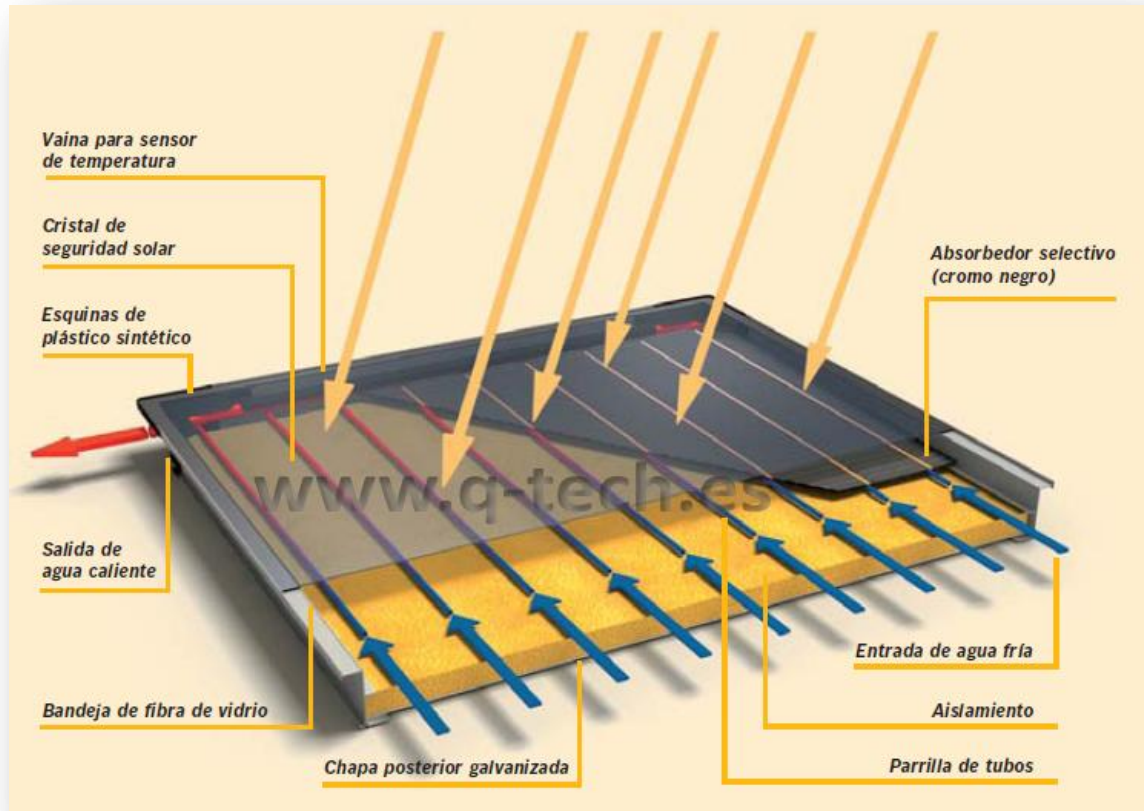


Ilustración 10: Colector solar plano

Como se ha dicho antes el colector es el componente responsable de la absorción de energía solar, por lo que, típicamente, su instalación se realiza en el tejado o cubierta de los edificios o zonas exteriores de gran altitud donde la exposición a la luz es máxima, calculando su orientación de manera que la captación de energía obtenida sea máxima.

A su vez, los colectores solares planos están constituidos por los siguientes elementos:

- Absorbedor
- Cubierta
- Circuito de fluido térmico
- Aislamiento térmico
- Carcasa



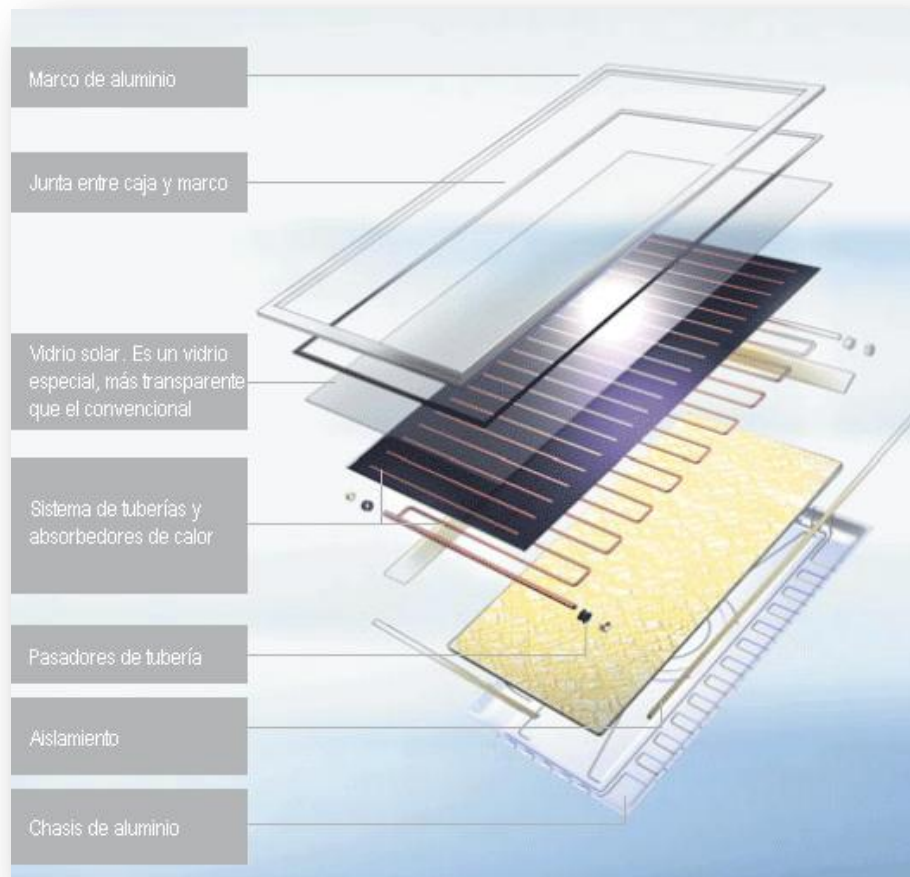


Ilustración 11: Composición de un colector solar plano.

- **ABSORBEDOR**

Este elemento unido a los tubos o conductos del colector, instalados debajo de la cubierta y por la que circula un fluido térmico, se encarga de transformar la energía radiante en calor y transmitirla a dicho fluido. La red de tuberías puede presentar tanto una configuración en serie como en paralelo. En el primer caso, el fluido circula por una única tubería que serpentea por la placa, en el segundo caso, las tuberías están instaladas formando una parrilla entre dos tubos perpendiculares de mayor diámetro y los tubos entonces dispuestos en paralelo a lo largo de la placa. Cuando el fluido térmico se encuentra a una temperatura inferior a la de la placa, el calor se transfiere desde ésta hasta el fluido térmico.

La placa absorbidora puede alcanzar temperaturas entre 40°C y 100°C por lo que se convierte en un emisor de radiación infrarroja, y la pérdida asociada hace disminuir su temperatura en la placa, lo cual, evidentemente, no interesa.

Por otro lado, para lograr que la absorción de radiación solar sea máxima, se utilizan recubrimientos oscuros con el fin de reducir la reflexión de los rayos solares y así alcanzar y mantener la temperatura deseada. El pigmento empleado en la coloración de este elemento debe ser selectivo, es decir, absorber de manera eficaz la radiación solar e irradiar calor en pequeña proporción, disminuyendo las pérdidas mencionadas. Los absorbedores poseen un coeficiente de absorción ( $\alpha$ ) de



0,95 y una emisividad térmica de 0,1.

A su vez, los absorbedores se encuentran formados por una base de metal brillante y una capa de óxido metálico negro sobre ésta. Los materiales empleados más frecuentes son níquel y óxido de cromo u óxido de cobre.

- **CUBIERTA TRANSPARENTE**

La cubierta, situada en la parte superior de la placa de absorción, cumple una doble misión. Por un lado, su misión principal es atenuar las pérdidas de calor del colector, impidiendo, en la medida de lo posible, el paso de la radiación que éste emite. Para reducir las pérdidas por radiación desde la superficie del absorbedor, se realiza un aprovechamiento del “efecto invernadero”, fenómeno que se produce como consecuencia de la transmisión de la radiación solar a través de la superficie transparente, la cual permite el paso de radiaciones de longitud de onda corta (por ejemplo: UV, espectro visible) pero no las de longitud de onda larga (infrarrojo), produciéndose así una reflexión de éstas últimas hacia el absorbedor incrementando de esta manera su temperatura.

Por otro lado y como misión secundaria, la cubierta se encarga de evitar que el aire exterior esté en contacto con el captador y provoque pérdidas por convección.

Para atenuar estas pérdidas, se debe realizar una unión estanca entre la cubierta y la caja, evitando así la entrada de aire.

La cubierta puede ser de vidrio o plástico. El segundo, a pesar de ser más económico y menos pesado, presenta la considerable desventaja de envejecer bajo la acción de los rayos ultravioleta, además de tratarse de un material blando que puede ser rayado fácilmente, por lo que hace necesario reemplazarlo con relativa frecuencia.

Los valores típicos de los coeficientes de transmitancia ( $\tau$ ), absorción, reflexión y transmisión son 8, 2, 10 y 88% en una cubierta de vidrio.

- **CIRCUITO DE FLUIDO TÉRMICO**

El circuito de fluido térmico lo configuran los diferentes dispositivos que se encargan de transportar el fluido a calentar. Para que la transferencia de calor al fluido se realice en las condiciones más óptimas, éste debe estar en contacto directo con el absorbedor, existiendo de esta manera tres tipos de configuraciones:

- **Sistema abierto o por goteo:** La placa que constituye el absorbedor tiene forma ondulada de manera que el fluido circula por los canales que origina dicha ondulación.
- **Sistema sándwich:** En él, el fluido circula entre dos placas, siendo la superior la que actúa como absorbedor al recibir directamente la radiación solar incidente.

- **Sistema de soldadura:** En este tipo de configuración el circuito y el absorbedor están soldados tomando en general una forma de serpentin o retícula, pudiendo originarse en el primer caso pérdidas de carga del fluido y en el segundo la presencia de burbujas de aire.

- **AISLAMIENTO**

Como consecuencia de la elevada temperatura a la que se encuentra la cubierta del panel solar, ésta transfiere calor a la atmósfera de forma espontánea. Para reducir esta emisión por la cara posterior se instala una lámina de aislamiento térmico de unos 4 o 5 cm de espesor, impidiendo así la pérdida de calor por conducción.

Las principales características del material aislante son la conductividad térmica, la densidad, la temperatura máxima, el comportamiento ante la humedad y la estabilidad química entre otras. Uno de los materiales más utilizados por su bajo coeficiente de conductividad es la lana de vidrio, ya que se trata de un material económico y resistente a elevadas temperaturas, aunque por otro lado reduce sus prestaciones de aislamiento enormemente con la humedad, siendo necesario por ello garantizar su completa estanqueidad con la cubierta y la carcasa.

- **CARCASA**

La principal misión de la caja, que aloja el conjunto de elementos que forman el colector, es asegurar la estanqueidad del mismo. Si la caja permitiera la entrada de aire en el colector, éste se calentaría, y por efecto natural este calor saldría provocando una pérdida difícil de calcular. Además de todo esto, el aire transporta contaminantes y vapor de agua que, al ponerse en contacto con el colector, lo expone a corrosión.

Debido a que la carcasa soporta las condiciones ambientales y las tensiones térmicas originadas por los cambios de temperatura ligados al lugar de emplazamiento del colector, además de la acción corrosiva y erosiva de la atmósfera, se utilizan materiales duraderos que permitan una vida útil larga de la instalación, buscando conseguir el menor deterioro posible. Suelen construirse de acero galvanizado o aluminio, preferiblemente evitando la madera y algunos otros materiales plásticos que se pueden deformar o degradar con la radiación ultravioleta.

#### 4.1.2 SISTEMA DE INTERCAMBIO

Para aislar e independizar el circuito de consumo y, en algunas configuraciones, realizar ambas funciones a la vez, las instalaciones solares pueden poseer intercambiadores de calor. En una instalación solar, la temperatura de entrada varía continuamente, a diferencia de una instalación convencional en la que ésta se encuentra fija, y puede llegar a alcanzar valores muy altos de hasta 150°C. Estos elevados valores de la temperatura alcanzados en el circuito primario pueden tener efectos en los circuitos secundario y terciario.

La utilización de un intercambiador que separe el circuito primario del agua de consumo presenta múltiples ventajas. Además de disminuir los riesgos de corrosión en los circuitos cerrados, limitando el contenido de oxígeno, uno de los principales responsables de la corrosión en el sistema de captación, limita a su vez las deposiciones calcáreas en el sistema de captación a la cantidad de cal contenida en el volumen de agua que circula por ese circuito.

Adicionalmente, la separación del circuito primario permite utilizar mezclas anticongelante-agua como fluido de trabajo en el circuito primario, evitando así que este se congele en dicho circuito aunque la instalación se encuentre en localidades donde se alcancen temperaturas ambiente muy bajas. Así mismo, previene de la contaminación producida por el uso de anticongelantes, acumuladores u otros materiales no aptos para agua potable, que pueden emplearse en circuitos cerrados de calentamiento (primario, secundario o terciario).

#### 4.1.3 SISTEMA DE ACUMULACIÓN

Este subsistema tiene como principal cometido compensar en la medida de lo posible la producción del sistema solar con el consumo de la instalación, acumulando el calor excedente en momentos de escasa demanda en un depósito con un fluido caliente para su utilización cuando sea necesario. Esta acumulación tendrá mayor o menor volumen en función de dos factores principales:

- El nivel de cobertura con energía solar de la demanda de la instalación
- El perfil de consumo de la instalación

Cuanto mayor sea el nivel de cobertura, mayor tendrá que ser esta acumulación. Además, una mayor heterogeneidad del perfil de consumo también hará que sea necesaria una acumulación mayor.

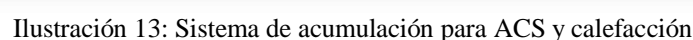
El cálculo del volumen de acumulación solar deberá realizarse para cada instalación, ya que de este volumen va a depender en gran medida el rendimiento de todo el sistema solar.



Ilustración 12: Tanque de almacenamiento de un serpentín.

- **Directos:** Aquellos que incorporan un serpentín o calentador, el cual calienta el agua directamente desde su interior.
- **Indirectos:** Aquellos que no incorporan calentador y calientan el agua a través de un intercambiador externo, preparándola para su consumo.

- **Sin intercambiador:** El tanque almacena el calor a través del fluido que llega caliente hasta que se destina al consumo.
- **Con un intercambiador (interacumulador):** El tanque incluye un intercambiador a través del cual se realiza la transferencia de calor entre el fluido proveniente del circuito primario y el fluido contenido en el tanque.
- **Con dos intercambiadores:** En este tipo de acumuladores, un primer intercambiador se encuentra conectado con el circuito primario, intercambiando el calor exactamente en las mismas condiciones que en el caso anterior y un segundo intercambiador, situado en la parte superior del tanque, intercambia el calor con el sistema de apoyo auxiliar utilizado en la instalación para sobrecalentar el agua de consumo.



**Todas los derechos reservados**  
Eskubide zuztiak erresalbatu dira

propicia su conveniente aislamiento.

El almacenamiento indirecto está especialmente justificado en instalaciones destinadas a abastecer a un gran número de personas, ya que el hecho de dar cobertura en esta situación, implica un diseño más capacitado para atender picos de demanda o consumos prolongados, disponiendo, a través de esta configuración, de agua caliente almacenada y un sistema de calentamiento auxiliar que posibilita el funcionamiento instantáneo.

El acumulador debe estar acondicionado de manera que permita incorporar instrumentos de medida y posibilite su limpieza, mantenimiento y vaciado.

### • FENOMENO DE ESTRATIFICACIÓN

La estratificación térmica de la acumulación solar es uno de los factores de gran influencia en el rendimiento del sistema, ya que a mayor estratificación mayor será el rendimiento de la instalación.

Este fenómeno consiste en hacer disminuir la densidad del agua, aumentando su temperatura, consiguiendo de esta manera que, cuanto mayor sea la altura del acumulador, mayor será la diferencia de temperatura entre la parte superior e inferior del mismo. De la parte superior del tanque, donde se sitúa el agua a mayor temperatura, se extrae la parte de esta destinada al consumo, evitándose así la entrada en funcionamiento del sistema de apoyo con el consiguiente ahorro de combustible; por otra parte, de la parte inferior se devuelve agua más fría al intercambiador de calor, haciendo funcionar los colectores a la mínima temperatura y aumentando por tanto su rendimiento.

Evitando la mezcla de aguas durante el calentamiento, pretendiendo que el agua extraída de la parte superior y derivada al consumo se encuentre a la mayor temperatura posible y que el agua situada en la parte inferior del tanque se encuentre muy fría para aumentar así el rendimiento de los colectores por el incremento del salto térmico, se fomentará la el fenómeno de la estratificación.

Además, dicho fenómeno, se verá favorecido en mayor o menor grado en función de las medidas de diseño que se tomen, ayudando a su obtención la utilización de depósitos verticales y conexión en serie de las baterías de depósitos, funcionamiento a bajo flujo del circuito primario solar con caudal variable, depósitos especialmente diseñados para propiciar la estratificación térmica o en general diseños más sofisticados y avanzados.

## 4.1.4 SISTEMA HIDRÁULICO

El subsistema hidráulico lo componen el conjunto de tuberías, conexiones y elementos electromecánicos necesarios para comunicar los captadores solares con la acumulación y demás partes donde ser requiera el calor obtenido. Su cometido es por tanto unir los diversos elementos de los que consta el sistema solar, mediante tuberías, incluyendo además aquellas medidas de seguridad necesarias para evitar presiones de trabajo excesivas.

Todo sistema solar constituye una instalación hidráulica en sí misma. Lo ideal es concebir, en fase de diseño, un circuito hidráulico de por sí equilibrado en el que el caudal fuera el mismo en cada grupo de captadores (si el número de elementos fuera el mismo). Si no fuera posible, el flujo debe ser controlado por válvulas de equilibrado (manuales o automatizadas).

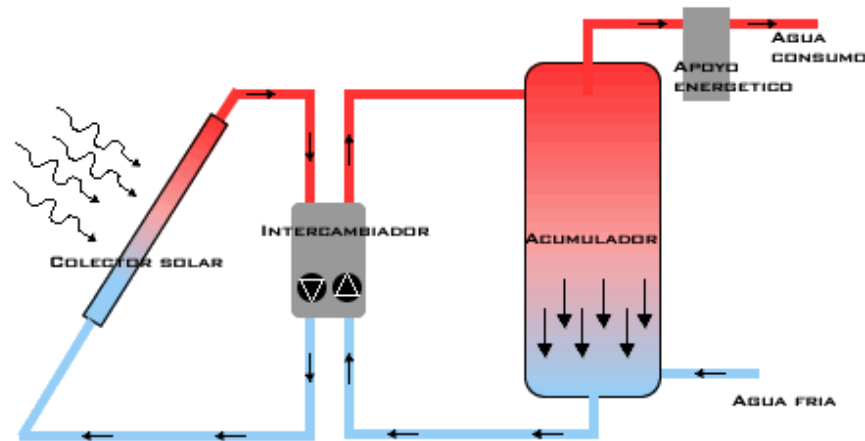


Ilustración 14: Esquema de los principales elementos del sistema hidráulico.

En el caso de una instalación para agua caliente sanitaria, el circuito hidráulico del sistema de consumo debe cumplir los requisitos especificados en la normativa de aplicación. Los diferentes elementos fundamentales que componen este subsistema son:

- **TUBERÍAS**

Las tuberías que componen los diferentes circuitos cerrados de la instalación pueden estar hechas de materiales diversos como cobre, acero negro, acero inoxidable o materiales plásticos compatibles con el fluido que utilizan. Deber ser capaces de soportar las condiciones extremas de funcionamiento del correspondiente circuito e integrando la protección necesaria en función de su ubicación.

Por otro lado, persiguiendo evitar las pérdidas térmicas, las tuberías del sistema deben ser de la mínima longitud posible y evitar siempre que sea posible los codos y pérdidas de carga en general. Al mismo tiempo, es de vital importancia la utilización de los materiales adecuados, con el fin de que no exista posibilidad de formación de obstrucciones o depósitos de cal en el circuito, que en el caso de existir, influirían considerablemente en el rendimiento de la instalación.

- **BOMBAS**

Comúnmente, una sola bomba, necesaria para impulsar el fluido a lo largo de la instalación hidráulica, es colocada en una zona fría del circuito, evitando se produzcan problemas de cavitación.

- **VASOS DE EXPANSIÓN**

Los vasos de expansión preferentemente se conectan en la aspiración de la bomba, evitando que el fluido se expanda ocasionando así una obstrucciones o roturas de las tuberías y además impidiendo la entrada de agua al circuito.

En el caso de no situarse en la aspiración de la bomba, la altura en la que se deben situar los vasos de expansión abiertos es tal que asegure el no desbordamiento del fluido, además de la no introducción de aire en el circuito primario.

- **DRENAJE**

El drenaje de la instalación lo componen los diferentes dispositivos que facilitan el vaciado del subsistema hidráulico. Además, los conductos de drenaje de las baterías de captadores deben ser diseñados en la medida de lo posible de manera que no puedan congelarse.

- **PURGADORES DE AIRE**

Los sistemas de purga, situados en los puntos altos de la salida de baterías de captadores y en todos aquellos puntos de la instalación donde pueda quedar aire acumulado, están constituidos por botellines de desaireación y purgador manual o automático y su principal misión por tanto es impedir la formación de bolsas de aire atrapadas en el circuito que impidan la circulación.

- **VALVULERÍA**

El conjunto de válvulas necesarias para el equilibrado de los circuitos, constituido principalmente por válvulas de seguridad, válvula de tres vías, válvula de vaciado parcial automática y válvula manual de paso, se limitará al máximo, ya que deben concebirse circuitos equilibrados de por sí en la fase de diseño.

Adicionalmente, el grupo de válvulas reguladores formado por la válvula antirretorno y la reguladora de caudal, se encuentra en el camino de retorno y su dimensionado es función del caudal de líquido a mover y la ganancia de presión que sea necesaria para hacer llegar a este hasta el punto más alto de la instalación. La válvula antirretorno, por su parte, tiene como principal función evitar la aparición del efecto termosifónico nocturno, una vez la temperatura del fluido acumulado en el colector descienda, eliminando así las pérdidas térmicas en la acumulación. La segunda es simplemente un elemento de control.



## • SISTEMA DE REGULACIÓN Y CONTROL

El sistema de regulación y control de la instalación solar es el encargado de regular los flujos de energía entre captador, sistema de acumulación y el consumo, consiguiendo que la instalación funcione en todo momento a su nivel de rendimiento optimo.

En las instalaciones solares se presentan dos claras acciones de control, básicas para el correcto funcionamiento del sistema:

- 1) **Control de la carga**, para una optima transformación de la radiación solar en calor, y su posterior trasferencia al sistema de almacenamiento. Regula los estados de arranque y parada de la instalación solar y la prioridad entre las distintas aplicaciones que se puedan presentar.
- 2) **Control a la descarga**, garantizando una adecuada descarga de calor desde el sistema de almacenamiento hasta el sistema de consumo.

Para llevar a cabo el control de todo el sistema, se hace uso de termostatos, sensores, relés y un control diferencial de temperatura. El control diferencial es el elemento encargado de regular todas las válvulas y bombas de circulación de manera apropiada de acuerdo con las necesidades y disponibilidad energética de cada momento, recogiendo la energía solar existente, suministrando ésta directamente a la carga, utilizando la energía demandada, consumiendo la energía almacenada antes que la provista por el equipo auxiliar y utilizando esta energía auxiliar solo cuando no se dispone de energía directa o almacenada.

El sistema de control a la carga, el cual regulará principalmente los estados de arranque y parada de las bombas del primario y secundario y el intercambio de calor en el subsistema de almacenamiento, debe cumplir las siguientes características:

- La temperatura de entrada del agua fría a los captadores solares debe ser lo más baja posible, como ya se mencionó con anterioridad, de modo que el captador trabaje siempre en condiciones de rendimiento máximo.
- El control de la instalación solar no debe interferir con el de la instalación convencional y viceversa. Es necesario que ambos se adapten, volviendo a destacar que debe establecerse la prioridad de funcionamiento hacia el sistema solar.
- El control debe ser lo más simple posible, siempre que cumpla con los requerimientos de la instalación.

Pueden realizarse dos tipos de control en función de la temperatura diferencial entre la salida del campo de captadores y la zona más fría del sistema de acumulación, o en función de la sonda de radiación y la diferencia de temperatura entre el fluido caloportador a la entrada del intercambiador y la temperatura en la zona más fría del sistema de acumulación.

El control por temperatura diferencial, típicamente utilizado en las instalaciones solares sencillas, la bomba del primario se conectará cuando la diferencia de temperatura en el fluido caloportador entre la salida del campo de captadores y la parte inferior del acumulador solar supere un valor predeterminado, labor que desempeñan los denominados termostatos diferenciales.

### 4.1.5 CONFIGURACIONES SOLARES BÁSICAS DE ACS



La normativa actualmente en vigor no impone una tipología determinada para la producción de ACS, sino que existen diversas configuraciones posibles. A continuación se presentan las configuraciones más frecuentes de instalaciones solares para la producción de ACS, haciendo hincapié en las instalaciones más adecuadas y comúnmente utilizadas para viviendas unifamiliares. De tal manera que el constructor, el arquitecto o la entidad planificadora disponga de suficientes criterios para valorar las diferentes soluciones.

Las instalaciones solares térmicas de ACS se pueden clasificar en base a los siguientes criterios funcionales:

1. Principio de circulación.
2. Mecanismo de transferencia de calor desde el circuito de captación solar al circuito de consumo.
3. Acoplamiento del sistema de apoyo en la instalación.

De acuerdo con el primer criterio se distinguen los siguientes sistemas:

- **Circulación natural:** los sistemas de circulación natural son sencillos y requieren poco mantenimiento. Se basan en el natural movimiento ascendente del fluido del circuito primario que, calentado por la radiación solar, disminuye su densidad. Este sistema requiere que el acumulador deba situarse en un plano físico más alto que el captador y a poca distancia del mismo.
- **Circulación forzada:** el fluido de los circuitos primario y secundario se mueve por la acción de bombas de circulación activadas por controladores electrónicos.

De acuerdo con el segundo criterio se tiene:

- **Sistema abierto:** Son aquellos sistemas que tienen un único circuito que une el captador solar con el acumulador y el suministro. El fluido que pasa por los captadores es el mismo que el de acumulación y consumo.
- **Sistema cerrado:** Son sistemas formados por dos circuitos, uno primario y otro secundario unidos por un intercambiador de calor. El circuito primario consiste en los captadores y sus componentes hidráulicos, y el secundario corresponde a la acumulación y la distribución, igualmente con sus componentes. El acumulador puede estar también situado en algunas instalaciones en el circuito primario, de hecho es el más comúnmente empleado.

De la combinación de los distintos sistemas, nacen cuatro posibles alternativas:

- Circulación natural con circuito abierto.
- Circulación natural con circuito cerrado.
- Circulación forzada con circuito abierto.
- Circulación forzada con circuito cerrado, la más compleja y flexible en cuanto a uso y control.

El siguiente cuadro resumen permite contrastar las ventajas e inconvenientes que presenta la utilización de cada uno de los sistemas:

TIPO DE CIRCULACIÓN	VENTAJAS	INCONVENIENTES
<b>CIRCULACIÓN FORZADA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simple</li> <li>• Seguro</li> <li>• Eficiente</li> <li>• Bajo coste</li> <li>• Fácil mantenimiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo rendimiento</li> <li>• Pérdidas energéticas acumulador</li> <li>• Difícil integración estética</li> <li>• No control de arranque y parada</li> </ul>
<b>CIRCULACIÓN NATURAL</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regulación de temperaturas</li> <li>• Reducción de pérdidas de acumulación</li> <li>• Grandes proyectos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto coste</li> <li>• Consumo eléctrico</li> <li>• Personal Cualificado</li> </ul>
<b>SISTEMA ABIERTO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sencillez y gran rendimiento</li> <li>• Escasa complejidad</li> <li>• Bajo coste</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suciedad y contaminación</li> <li>• Difícil limpieza</li> <li>• Problemas mantenimiento</li> </ul>
<b>SISTEMA CERRADO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contaminación nula</li> <li>• Empleo de anticongelantes</li> <li>• Baja presión en primario</li> <li>• Evita incrustaciones</li> <li>• Fácil mantenimiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altos costes</li> <li>• Complejidad</li> </ul>

Tabla 6: Tipología de sistemas en función del principio de circulación y el mecanismo de transferencia de calor.

De todas las configuraciones posibles, en el ámbito de este proyecto se considera la siguiente instalación forzada indirecta:

- **Todo individual:** con todos los sistemas distribuidos. Constituye un caso particular de instalación con consumo, acumulación y apoyo individual, que, en determinados casos, como por ejemplo en las viviendas unifamiliares o este que nos ocupa, viviendas rurales, puede resultar ser una de las opciones más adecuadas. Son instalaciones individuales que únicamente puede utilizar un diseño común de una misma estructura de captadores (con circuitos hidráulicos independientes). También puede utilizar trazado y huecos de canalizaciones comunes.

#### 4.1.6 SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN BÁSICA

Para la selección de la configuración básica no hay un criterio único sino un conjunto de ellos que, considerados globalmente hacen que se adopten uno u otro tipo de configuración para adaptarse así a las mejores condiciones de cada proyecto en cuestión. El criterio general debería ser reducir el coste de la energía térmica producida, persiguiendo la simplicidad antes que la complejidad, ya que mientras más sencillos son los sistemas más fiables son. La complejidad que se incorpore sólo debe proporcionar mejoras en el comportamiento y las prestaciones.

Algunos criterios generales que deben siempre tenerse en cuenta no sólo para la selección de la configuración, sino también durante todo el proceso de diseño, son:

- a) La seguridad del abastecimiento de agua caliente tanto en los aspectos sanitarios como en la garantía de continuidad en el suministro de agua caliente.
- b) La fiabilidad del funcionamiento de forma que la instalación funcione correctamente durante toda su vida útil.
- c) La optimización del comportamiento de la instalación para que aporte las máximas prestaciones adaptándose a las distintas condiciones de funcionamiento y asegurando el mejor rendimiento posible.

Como criterios específicos para seleccionar la configuración deben distinguirse aquellos que afectan al tipo de acumulador o intercambiador incorporado:

- a) Intercambiador incorporado o independiente.
- b) Acumulador de inercia o de agua caliente.

En relación con el uso de intercambiadores independientes o incorporados, el criterio de selección debe estar asociado a su tamaño. Se recomienda utilizar intercambiadores incorporados al depósito cuando la potencia del intercambiador sea inferior a 7 kW, intercambiadores externos al depósito cuando la potencia mínima requerida sea superior a 35 kW. En situaciones intermedias se recomienda utilizar intercambiadores externos cuando el sistema de acumulación esté constituido por más de un depósito.

Adicionalmente se debe tener en cuenta los criterios necesarios para mejorar la capacidad de transferencia térmica.

En relación con la selección de acumuladores de inercia o de consumo, los criterios a considerar deben estar asociados a algunos de los aspectos siguientes:

- La temperatura máxima de trabajo de los acumuladores de consumo puede estar limitada por la protección al usuario, la formación de depósitos de cal o por la resistencia del tratamiento interior, mientras que los de inercia sólo tienen la limitación de su propia resistencia a la temperatura máxima.
- Las presiones de trabajo de los acumuladores de consumo están impuestas por las presiones de la red de alimentación mientras que las de los acumuladores de inercia pueden diseñarse sin esos condicionantes.
- El acumulador de consumo sólo necesita intercambiador de calentamiento mientras que el de inercia necesita el de calentamiento y el de descarga.

Por último, la utilización de la configuración con acumuladores de inercia y de consumo puede estar justificada, normalmente en el caso de grandes instalaciones, para reducir los costes de la acumulación de consumo, ajustar el dimensionado del intercambiador de consumo o evitar pérdidas de carga en el circuito de consumo.

La enorme cantidad de configuraciones posibles permite, por un lado, que se disponga de un amplio rango de posibilidades para la optimización de los distintos sistemas, el desarrollo de nuevas tecnologías y la innovación en componentes pero, por otro lado, exige un análisis y estudio de las distintas alternativas posibles para realizar la selección más adecuada. Cada una de las opciones anteriores presenta sus ventajas y sus inconvenientes, por tanto se hace necesario establecer criterios y recomendaciones para simplificar el proceso de selección de la configuración.

#### **4.1.6.1 SELECCIÓN EN VIVIENDAS RURALES**

A efectos de selección de la configuración de la instalación solar en viviendas rurales unifamiliares se establecen los criterios comparativos que deben analizarse para una adecuada evaluación de la solución a adoptar. Como consecuencia de las características del emplazamiento, y al tratarse de viviendas individuales, las diferentes opciones de instalación se ven reducidas por las condiciones del entorno. Así pues, se distinguen las siguientes propiedades de la instalación:

- Separación del consumo de agua caliente.
- Sistema de apoyo individual de agua caliente.

Así pues, al tratarse de instalaciones individuales, cada vivienda poseerá su propia acometida de agua fría hasta el sistema de producción de ACS desde donde, se realizará el suministro de agua caliente a la vivienda. En las instalaciones centralizadas existe una acometida de agua fría desde la centralización de contadores del edificio al sistema de producción de ACS desde donde, por parte de la comunidad, se realiza el suministro de agua caliente a las viviendas.

Cada usuario afronta claramente de forma particular tanto el coste de explotación como la localización del mismo en su vivienda.

Además de los captadores solares que, en cualquier caso, necesitan espacios significativos preferentemente dedicados en exclusiva a ellos, los acumuladores individuales también requieren un espacio específico, habitualmente en cubierta o en sótano.

El grado de centralización de la instalación define, por un lado, el nivel de concentración de la inversión y por otro la estructura de disgregación de los costes de explotación de la instalación. Así, a medida que se disminuye el grado de centralización de las instalaciones los costes de inversión son generalmente mayores. Mientras que para evaluar los costes de explotación hay que tener en cuenta que los costes más importantes de las instalaciones son los correspondientes al consumo de energía convencional como energía de apoyo, los de mantenimiento del sistema de producción de agua caliente sanitaria y los de gestión de consumos.

#### ***4.1.6.1.1 Selección para una instalación solar de ACS***

El análisis efectuado es aplicable a un sistema híbrido de producción de ACS. Este proyecto propone una configuración de ACS basada en una instalación híbrida con acumulación y apoyo de energía centralizada situada en un espacio libre de la vivienda con una única acometida de agua fría.

La línea de ACS estará conectada en línea con el sistema de energía auxiliar, el cual será capaz de modular para aprovechar al máximo la energía procedente del sistema solar.

La caldera convencional de respaldo sólo interviene, en principio, como sustitución del motor cuando se produzcan paradas programadas, inspecciones rutinarias o averías de cualquier índole que pudieran ocasionarse, o como apoyo a la producción solar en horas de gran demanda.

El proyecto se centra principalmente en la instalación de A.C.S. alimentada por Energía Solar Térmica de Baja Temperatura, por lo que el desarrollo del proyecto en relación al subsistema de apoyo al A.C.S. de la caldera, tiene una menor profundidad.

Por otro lado, el agua demandada por la vivienda, tanto para su utilización a temperatura ambiente como para el funcionamiento del sistema de ACS se impulsará por medio de bombas eléctricas de potencia, las cuales serán abastecidas energéticamente por la instalación eléctrica formada por los paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas.

Por último, se realizarán las variaciones pertinentes en el diseño inicial a medida que el proceso de cálculo de la instalación avance y el dimensionado se afine y gane en precisión.

#### ***4.1.6.1.2 Régimen de funcionamiento***

Con la selección de la configuración básica elegida y los criterios adoptados para completarla, se deben definir unos criterios básicos de funcionamiento que es necesario cuestionar hasta establecer las estrategias de funcionamiento de la instalación completa.

Para definir las estrategias de funcionamiento hay que distinguir y priorizar los siguientes objetivos:

- Atender y satisfacer la demanda.
- Reducir consumos en pérdidas.
- Optimizar el acoplamiento de los distintos sistemas de producción.
- Maximizar el rendimiento de la instalación.

A los efectos de seguridad de la instalación, deben considerarse los sistemas necesarios para controlar:

- El tratamiento térmico para prevención de legionelosis.
- Las protecciones de la instalación frente a temperaturas máximas.
- La protección contra sobrecalentamientos.

Para conseguir alta fiabilidad y durabilidad, deben diseñarse sistemas de control y de seguimiento que sean sencillos.

## **4.2 INSTALACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA**

Los sistemas híbridos eólico-solar son sistemas que están compuestos por paneles fotovoltaicos y aerogeneradores, cuyos elementos son iguales a los utilizados en los sistemas eólicos o solares, sin embargo la fiabilidad de los sistemas híbridos en general es mayor con respecto a los sistemas eólicos y solares, ya que, normalmente, en los días de poca radiación el viento sopla con más fuerza y viceversa, así pues se contrarrestan las carencias de cada uno de los sistemas. También son necesarios sistemas de acumulación ya que el recurso es intermitente.

La configuración de los sistemas microeólicos, fotovoltaicos e híbridos se separan en dos grupos dependiendo del número de usuarios que proveen de energía.

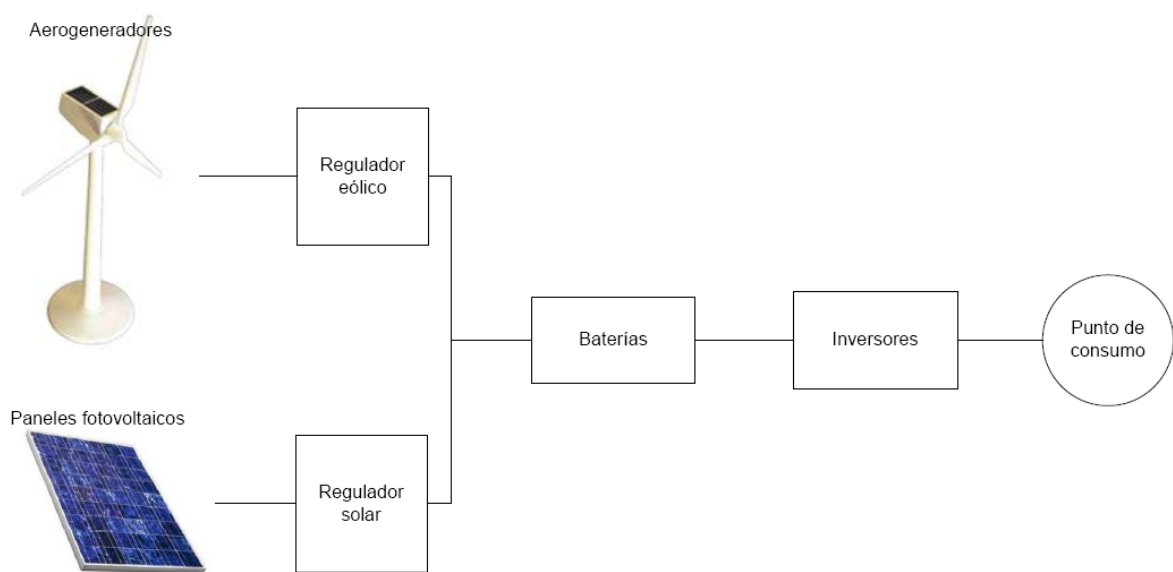


Ilustración 15: Sistema Híbrido

- **Sistemas individuales:** Cada usuario tiene su propio sistema individual, ya sea eólico, solar o híbrido. La distribución se limita a los puntos de consumo que tiene el usuario en su vivienda.
- **Microrred:** Como ya se ha explicado anteriormente, una microrred es una instalación en la cual el sistema de generación, bien sea eólico, solar, o híbrido, abastece de electricidad a más de un usuario, realizándose la distribución de la electricidad mediante una microrred eléctrica.

Por tanto, aparece la necesidad de colocar medidores a los usuarios conectados a la red para

controlar sus consumos.

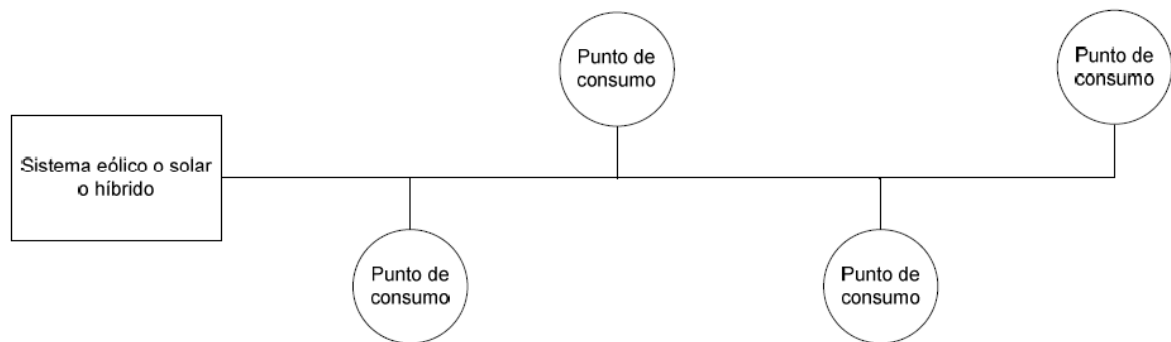


Ilustración 16: Microred

#### 4.2.1. COMPONENTES DE GENERACIÓN

Los componentes de generación son aquellos capaces de convertir un tipo de fuente de energía en energía eléctrica. Para el presente proyecto, en el cual la demanda de energía eléctrica será parcialmente cubierta mediante energía solar y eólica, se consideran paneles fotovoltaicos y aerogeneradores.

##### 4.2.1.1 Módulos Fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. La potencia máxima que puede suministrar un módulo se denomina potencia pico.

Cuando el conjunto queda expuesto a la radiación solar, los fotones contenidos en la luz transmiten su energía a los electrones de los materiales semiconductores que pueden entonces romper la barrera de potencial de la unión P-N y salir del semiconductor a través de un circuito exterior, produciéndose así corriente eléctrica.

El módulo más pequeño de material semiconductor con unión P-N y por lo tanto con capacidad de producir electricidad, es denominado célula fotovoltaica. Estas células fotovoltaicas se combinan de determinadas maneras para lograr la potencia y el voltaje deseados. Este conjunto de células sobre el soporte adecuado y con los recubrimientos que le protejan convenientemente de agentes atmosféricos es lo que se denomina panel fotovoltaico.





Ilustración 17: Célula fotovoltaica

El material de partida, para la fabricación de las células, es la arena de cuarzo ( $\text{SiO}_2$ ) de la cual se obtiene el silicio que se debe presentar en una forma químicamente pura.

De acuerdo con el silicio utilizado en la fabricación de las células se puede distinguir tres grupos diferentes:

- **Células de silicio monocristalinas:** En ellas el silicio que las compone está formado por un único cristal, cuya red cristalina es idéntica en todo el cristal y caracterizada por la solidificación de los átomos de silicio en tres direcciones espaciales perpendiculares entre sí, y sin imperfecciones. La eficiencia de los módulos formados por dichas células está entre 11 y 16%.
- **Células de silicio policristalinas:** En ellas los procesos de cristalización del silicio no son ordenados, obteniéndose redes cristalinas diferentes en cada cristal y conformándose la célula mediante la unión de diferentes cristales. La eficiencia de los módulos formados por dichas células está entre 8 y 14%.
- **Células de silicio amorfo:** En estas últimas no hay una red cristalina y el material es depositado sobre finas capas que se unen entre sí. La eficiencia de estas células solares está entre 6 y 8%.

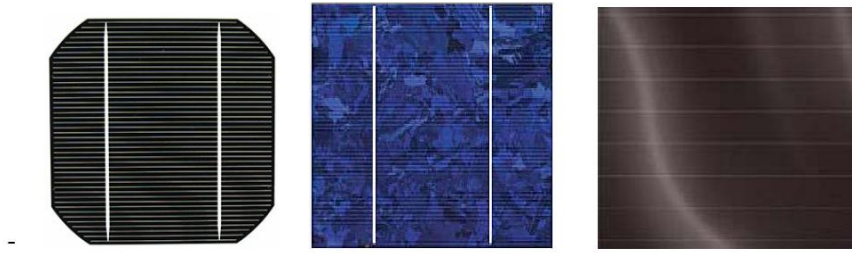


Ilustración 18: Tipos de células: Monocristalina, policristalina y de silicio amorfo respectivamente.

Los tipos de módulos más utilizados son el mono y el policristalino, aproximadamente del 93%. Los módulos FV fabricados con células monocristalinas fabricadas en serie tienen grados de eficiencia entre 13 y 17%. Su fabricación consume más energía y tiempo que las de células policristalinas pero cuentan actualmente con la eficiencia más alta de todos los tipos de células.

### • COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO

Por otro lado, el comportamiento eléctrico de un modulo se deriva del que presentan las células que lo componen:

- Para que una célula fotovoltaica pueda ser una fuente de energía eléctrica es necesario que incida radiación sobre ella;
- La intensidad de corriente que circula por la célula cuando sus extremos están cortocircuitados varía en proporción directa a la irradiación recibida;
- Cuando la célula está conectada a alguna batería o elemento de consumo, los valores de tensión e intensidad dependen de las características eléctricas del dispositivo y de la propia célula (excepto situaciones de cortocircuito o circuito abierto);
- Los parámetros ambientales que afectan en mayor medida al comportamiento eléctrico de una célula son la irradiación (afecta a la intensidad de cortocircuito que varía en el mismo sentido que la irradiación) y la temperatura ambiente (afecta a la tensión de circuito abierto, que varía en sentido contrario a la temperatura);
- Para una célula FV existen los siguientes parámetros de funcionamiento, que se pueden encontrar en la característica tensión-intensidad (I-V):
  - **Potencia Máxima o pico:**  $P_{MPP_{cel}}$ , entre los valores de la curva I-V de la célula existe un punto de operación ( $I_P V_P$ ) por cual la potencia obtenida es máxima.
  - **Intensidad de cortocircuito:**  $I_{SC_{cel}}$ , es la máxima corriente de la célula y puede obtenerse cuando se ponen en contacto los bornes de la célula. Los valores habituales son entre 10 y 40mA por centímetro cuadrado de célula
  - **Tensión en circuito abierto,**  $V_{oc,Cel}$ , es la tensión máxima que puede alcanzar la célula cuando no tiene conectada ninguna carga (la corriente es nula).

Las características eléctricas de un módulo FV, especificadas por el fabricante, se obtienen bajo unas condiciones determinadas:

- Irradiación incidente:  $1000 \text{ W/m}^2$ ;
- Temperatura de la célula:  $25^\circ\text{C}$
- Masa de aire: AM 1.5

Un módulo FV está formado por la asociación serie-paralelo de un cierto número de células y por tanto su comportamiento eléctrico es análogo al descrito en los puntos anteriores. La caracterización eléctrica de un módulo fotovoltaico consiste en la descripción gráfica, llamada característica I-V, intensidad-tensión que se puede dar en función de la irradiación, o de la temperatura del módulo. De esta característica se pueden averiguar los siguientes parámetros:

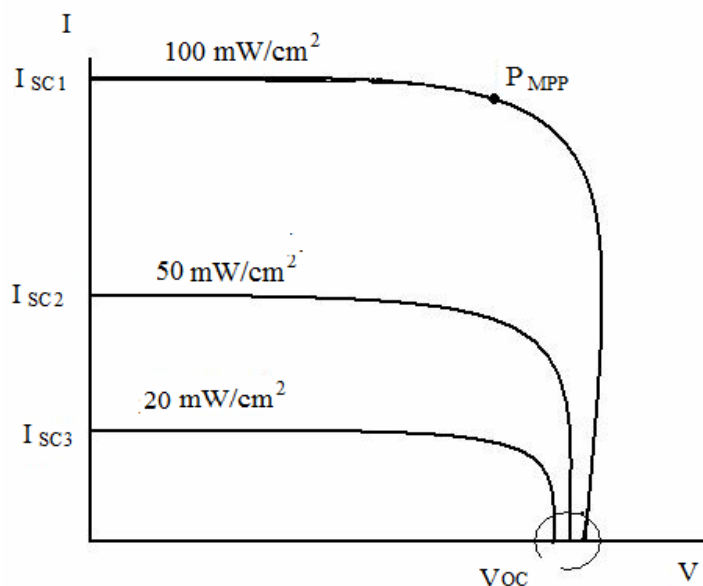


Ilustración 19: Efectos de la irradiación sobre la característica I-V de un módulo típico.

- **Intensidad de cortocircuito:**  $I_{sc}$  es igual a la de una de sus células multiplicada por el número de filas conectadas en paralelo.
- **Tensión en circuito abierto:**  $V_{oc}$  del módulo es igual a la de una de sus células multiplicada por el número de estas conectadas en serie
- **Potencia máxima o pico  $P_{MPP}$ ,** es el máximo valor de potencia que puede entregar el módulo FV.
- **Tensión en el punto de máxima potencia:**  $V_{MPP}$ , tensión de salida del módulo FV a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura.
- **Intensidad en el punto de máxima potencia:**  $I_{MPP}$ , corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura.

En el mercado, en general, se pueden encontrar módulos fotovoltaicos con una tensión continua entre 12 y 24 voltios y potencias que oscilan entre 10 y 200 W.

## • ESTRUCTURA SOPORTE DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El aprovechamiento óptimo de la energía solar requiere que los módulos fotovoltaicos dispongan de inclinación y orientación adecuada, para ello se hace necesaria la inclusión en el sistema de una estructura soporte que cumpla con las siguientes funciones:

- Servir de soporte y fijación segura de los módulos (facilitan la formación de los paneles)
- Garantizar la inclinación y orientación adecuadas;
- Prevenir sombras en los módulos
- Asegurar la distancia entre los módulos

A la hora de diseñar una instalación FV, las sombras que pueden dar los obstáculos próximos (edificios, árboles, otros módulos), son peligrosas ya que pueden provocar la inversión en el funcionamiento de los módulos actuando estos como receptores de corriente en las zonas sombreadas y causar así grandes pérdidas.

Una determinación exacta de las posibles sombras se puede realizar conociendo la altura solar y el azimut durante todo el año, y así comprobar si algún obstáculo puede causar sombra en algún momento al sistema.

El cálculo de la distancia mínima entre filas de módulos se realiza cuando exista peligro de proyección de sombras en los siguientes casos:

- Entre el campo fotovoltaico y algún obstáculo próximo;
- Entre dos filas de módulos, cuando estos tiene cierta inclinación con respecto a la horizontal o vertical.

El cálculo de la distancia mínima entre filas se explicará y detallará más adelante, así como otras estimaciones necesarias para el diseño de la instalación.

## • DISPOSITIVOS DE ORIENTACIÓN DE MÓDULOS.

La energía entregada por los módulos FV depende, entre otros factores, del Angulo de incidencia de la irradiación solar sobre él. Cuando el ángulo de incidencia es nulo la energía eléctrica entregada es máxima. Lo ideal sería que el modulo dispusiera a cada momento de la orientación adecuada.

Los sistemas de orientación automática presentan una estructura tipo mástil que posibilita el seguimiento solar con métodos pasivos o activos.

Los métodos activos utilizan parte de la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos para alimentar al sistema electromecánico de seguimiento solar y los métodos pasivos utilizan la energía solar para esta tarea (suministrada por paneles auxiliares).

El seguimiento puede ser de dos tipos: de doble eje y de un eje.

El seguimiento de doble eje conserva una orientación de los módulos FV, exactamente perpendicular a los rayos solares durante todo el día.

El seguimiento de un eje se suele utilizar cuando hay limitaciones de espacio. Los métodos más usuales de seguimiento solar en un eje son:

- **Seguimiento de la altura solar:** El panel puede girar en torno a un eje horizontal colocado en dirección Este Oeste que le permite hacer un seguimiento diario de la altura del Sol;

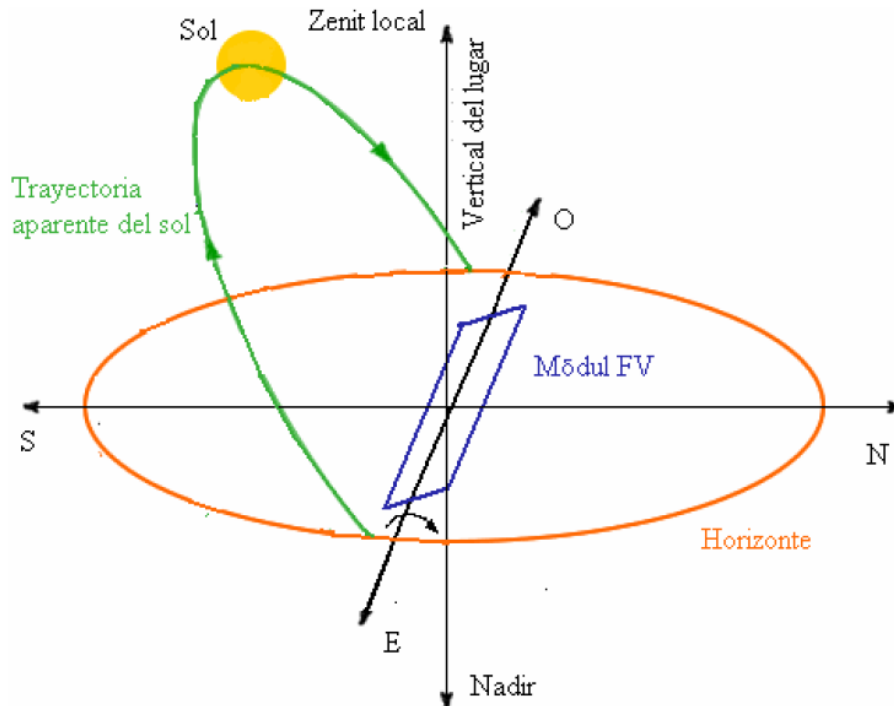


Ilustración 20: Seguimiento de altura solar.

- **Seguimiento del azimut solar:** El panel puede girar en torno a un eje horizontal colocado en dirección Norte Sur que le permite hacer un seguimiento diario del azimut del Sol.

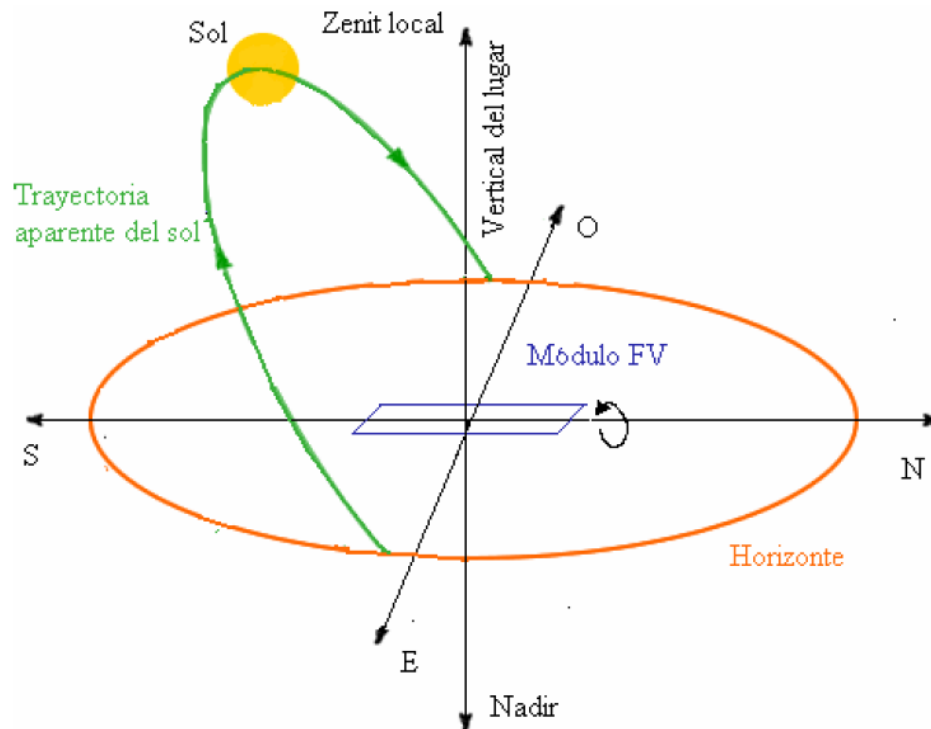


Ilustración 21: Seguimiento del azimut solar

#### 4.2.1.2 AEROGENERADOR

Un aerogenerador es un generador eléctrico, transforma la energía cinética del viento en energía mecánica que mediante una transmisión y normalmente un alternador trifásico se convierte en energía eléctrica. Los aerogeneradores utilizados a lo largo de este trabajo son microaerogeneradores ya que son de baja potencia. Las palas del aerogenerador giran por acción del viento creando la rotación de un eje que está unido a un generador de imanes de permanentes.

La rotación de dicho eje genera campos magnéticos e induce electricidad en el generador mediante bobinas.

Los dos grandes grupos de aerogeneradores, que dependen de la posición del eje de giro respecto a la dirección del viento son:

- **Aerogeneradores de eje horizontal (HAWT)**, el eje de rotación es paralelo a la dirección del viento.

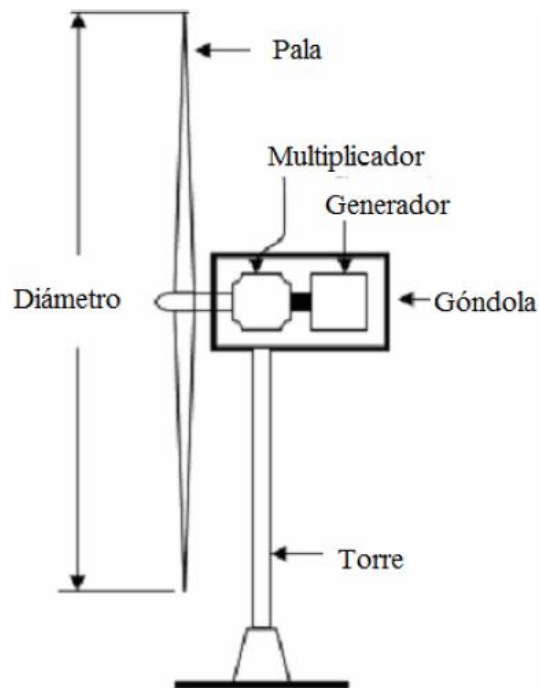


Ilustración 22: Aerogenerador de eje horizontal.

Los cuales, a su vez, se pueden clasificar según su velocidad de giro en:

- Aerogeneradores lentos: tienen en general un número alto de palas. Poseen un elevado par de arranque, gracias al cual pueden ponerse en marcha incluso con velocidades de viento muy bajas. Su baja velocidad de rotación hace que no se utilicen para la producción de energía eléctrica, sino que son más adecuados para bombear agua.
- Aerogeneradores rápidos: Presentan un par de arranque pequeño y requieren velocidades de viento del orden de 4 a 5 m/s para su puesta en marcha. La mayoría poseen tres palas y se utilizan para la producción de energía eléctrica. Su gama de potencias es muy amplia, va desde modelos de 1 kW para instalaciones autónomas a modelos de gran potencia (hasta unos 10 MW actualmente).
- **Aerogeneradores de eje vertical (VAWT)**, el eje de rotación es perpendicular a la dirección del viento.

Estos se clasifican en dos diseños básicos:

- Tipo Savonius: se compone de dos semicilindros de igual diámetro situados paralelamente al eje vertical de giro. La principal ventaja consiste en que pueden trabajar con velocidades de viento muy bajas. Presenta buenas características aerodinámicas para el autoarranque. Se utiliza en la producción de energía eléctrica en redes aisladas o para el bombeo de agua.

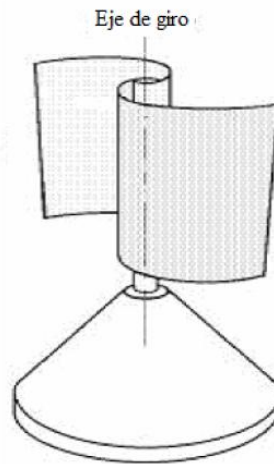


Ilustración 23: Aerogenerador de eje vertical Savonius.

- Tipo Darrieus: Está formado por tres alas de forma ovalada de perfil aerodinámico. Tiene características parecidas a las de eje horizontal con un par de arranque muy pequeño. Su potencia es pequeña y aunque su aplicación es similar a los aerogeneradores rápidos de eje horizontal, están poco implantados.

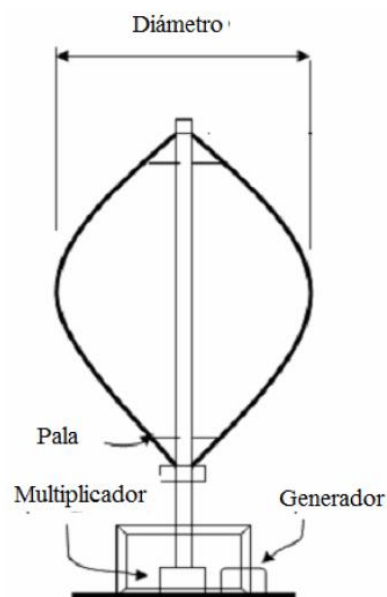


Ilustración 24: Aerogenerador de eje vertical Darrieus.

Estos aerogeneradores debido a su simetría vertical no necesitan sistemas de orientación para alinear el eje de la turbina con la dirección del viento y por tanto su mantenimiento es sencillo. Presentan menor velocidad de giro y su rendimiento es menor cuando se comparan con aerogeneradores de eje horizontal de la misma potencia.



## • COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO

La mayor parte de los aerogeneradores existentes realizan la conversión de la energía del viento en energía eléctrica, transportable desde las instalaciones eólicas, y por tanto, aprovechable para la actividad humana. El tamaño de los aerogeneradores en los últimos años ha ido aumentando y también su capacidad de producir energía, alcanzando en algunos prototipos potencias de hasta 5MW.

La potencia eléctrica generada por un aerogenerador se puede caracterizar por medio de su curva de potencia, que representa la potencia eléctrica entregada por el aerogenerador en función de la velocidad de viento en el emplazamiento donde se sitúa. En esta curva se distinguen dos partes bien diferenciadas en función de la velocidad de viento existente. La primera, desde la velocidad de acoplamiento del aerogenerador a la red (minimiza velocidad de viento a la que el aerogenerador es capaz de producir energía) hasta la potencia nominal del aerogenerador (habitualmente en torno a los 13 m/s) en la que el aerogenerador aplica la estrategia de máximo aprovechamiento posible de la energía. El segundo tramo va desde la potencia nominal hasta la velocidad de viento en la que el aerogenerador se para con el fin de salvaguardar su integridad. Aquí se pretende mantener la potencia nominal en valores constantes y se deja escapar parte de la energía portada por el viento, con el fin de no superar los límites estructurales de aerogenerador y sus componentes.

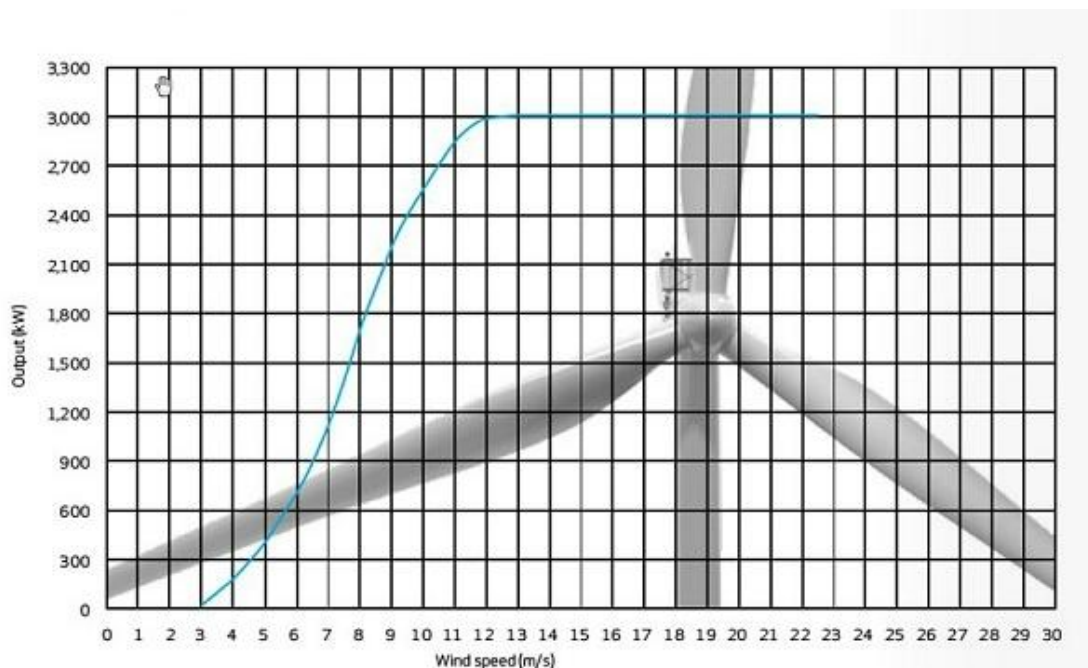


Ilustración 25: Curva de potencia de un Aerogenerador de 3 MW

Por tanto, es evidente que un aerogenerador funciona como un sistema de control que trabaja según una ley, la curva de potencia, y que dispone de una serie de equipos y sensores con unas tareas concretas que le permiten esta transformación de una manera controlada y optimizada.

Los parámetros que definen las características de los aerogeneradores son:

- **Velocidad de arranque:** Velocidad (m/s) del viento cuando el aerogenerador empieza a generar
- **Potencia nominal:** Potencia máxima (W) a la que puede trabajar el aerogenerador de forma continua sin que este se averíe, los elementos están fabricados para trabajar a esa potencia.
- **Velocidad nominal:** Velocidad (m/s) del viento cuando el aerogenerador está trabajando a potencia nominal.
- **Potencia máxima:** Potencia máxima (W) a la que puede llegar el aerogenerador.
- **Velocidad de corte:** Velocidad máxima (m/s) del viento que aguanta el aerogenerador a partir del cual el aerogenerador deja de generar.
- **Voltaje:** Voltaje (V) al que genera electricidad.
- **Vida útil:** Tiempo (años) en el que se estima que un aerogenerador funciona correctamente. La vida útil depende del fabricante pero la media está entre 10 años.

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del aerogenerador y de la velocidad del viento.

- **Densidad del aire:** La densidad del aire varía con la altitud, a más altura menor densidad y, por lo tanto, menor potencia. La densidad con respecto la altura varía según la ley barométrica.
- **Área de Barrido:** El área que describen las palas, en el caso de un aerogenerador, al girar.
- **Velocidad del viento:** La velocidad del viento es el factor más importante para definir la instalación de un sistema de autogeneración, es debido a que la potencia de generación aumenta con el cubo de la velocidad. La velocidad del viento es función del tiempo, la distribución de esta se puede ver en la curva de duración.

Un aerogenerador se caracteriza por su curva de potencia, que indica cual es la potencia generada en función de la velocidad del viento. En la figura siguiente se puede observar que en base a esta curva de potencia y a las características del viento del emplazamiento se puede determinar cuál será la energía producida por el aerogenerador.

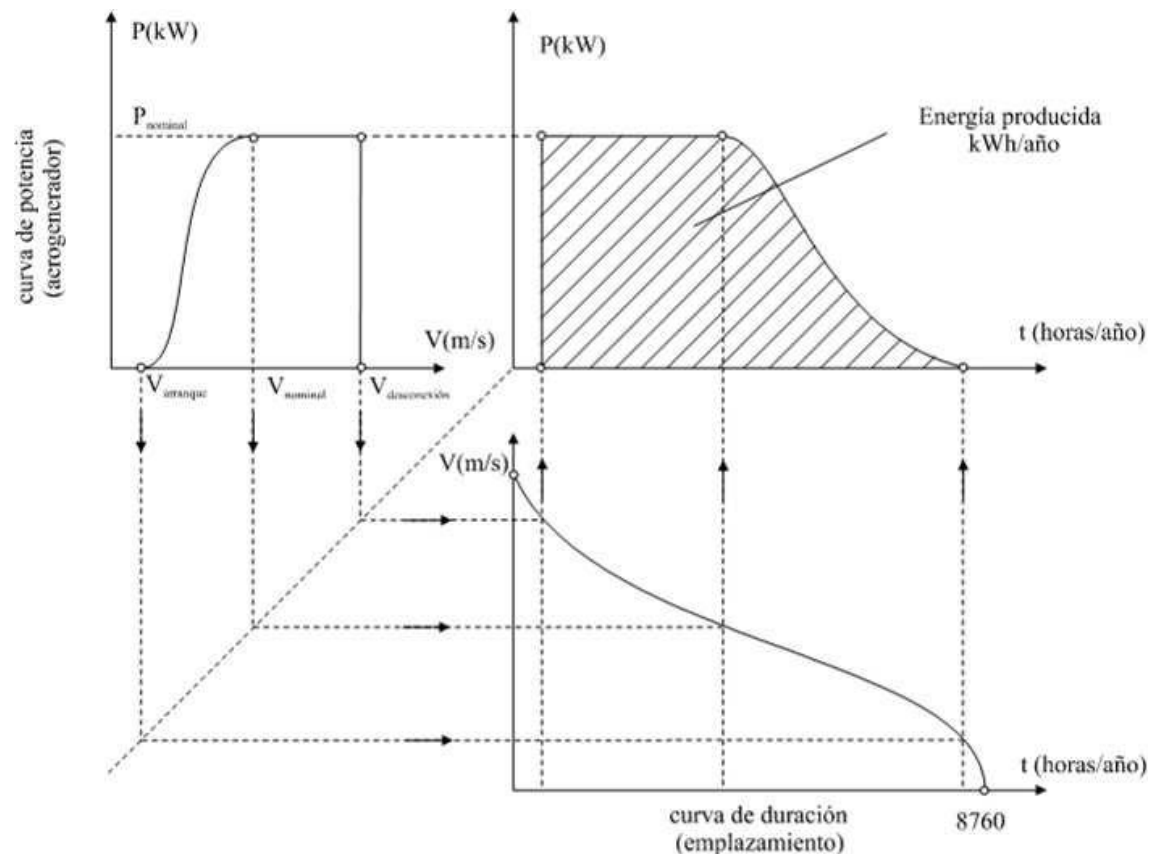


Ilustración 26: Curvas de potencia y duración de un aerogenerador modelo.

A partir del valor medio de la velocidad, se puede realizar una estimación aproximada (ideal) de la energía que podremos obtener en un emplazamiento. Para sistemas autónomos a pequeña escala ésta es una forma común de realizar cálculos sobre el potencial energético del recurso eólico en un emplazamiento, pero menos precisos que tener en cuenta la distribución de velocidades.

La determinación del recurso eólico de una comunidad se obtiene mediante la formulación de mapas de viento, creados por software especializados. Para realizar el mapa de viento es necesario conocer la orografía y topografía del terreno conjuntamente con los datos de viento obtenidos de un anemómetro, tanto la dirección como la velocidad del viento.

Las curvas de potencia de los aerogeneradores están en condiciones estándares, a una temperatura de 25°C y 0m sobre la altitud del mar, si la instalación del aerogenerador se realiza en otras condiciones, como a 4000m.s.n.m donde la densidad del aire es diferente, se extrapola la curva obteniendo otros parámetros característicos.

Los aerogeneradores son obstáculos para el viento y crean turbulencias dentro de su trayectoria disminuyendo la capacidad de generación de otros aerogeneradores. Ha de existir una distancia mínima entre ellos. Por esta razón se ha de limitar el número máximo en un punto.

## • COMPONENTES DEL AEROGENERADOR

Los aerogeneradores de eje horizontal, cuya aplicación es más común en el caso de sistemas aislados para electrificación rural, están compuestos de los siguientes elementos principales:

- **Alabes:** normalmente hechos de madera o de fibra de vidrio, son los encargados de convertir la energía del viento en movimiento de rotación. En el mejor de los casos el viento aprovechado puede estar en torno a valor del 50% del total. Los alabes, que generalmente son tres, están unidos a un eje, conjunto que recibe el nombre de rotor.
- **Rotor:** El rotor, con su giro, barre una superficie circular por la cual pasa el viento convierte la energía eólica en energía mecánica. para que posteriormente el generador convierta esta energía mecánica en eléctrica. El rotor gira a baja velocidad, sin embargo, los generadores suelen requerir velocidades de rotación superiores. Por lo tanto, en la mayoría de tipos de aerogenerador existentes, es necesario elevar la velocidad de giro por medio de una multiplicadora de engranajes que consiguen dejar la velocidad en valores óptimos para el generador eléctrico. Los aerogeneradores que pueden prescindir de multiplicadora están equipados con generadores de bajas revoluciones denominados multipolo.
- **Generador:** Compuesto por el alternador y el plato de imanes permanentes. La energía mecánica que sale del rotor pasa por el alternador convirtiéndola en energía eléctrica.

Normalmente en microaereogeneración, esta energía pasa por los imanes permanentes, usualmente de Neodimio (Nd), que permiten obtener el voltaje deseado.

- **Orientación de góndola:** Es el sistema que permite girar el rotor para mantenerlo constantemente enfrentado a la dirección del viento y aprovechar su energía al máximo. En especial también consta de un sistema de seguridad que permite inutilizar el aerogenerador con vientos muy altos.

Los nuevos desarrollos en electrónica de potencia permiten una regulación más fina de la potencia entregada por los aerogeneradores, al admitir mayor variabilidad en rangos de velocidad de eje y un mayor control en la calidad de la energía entregada. Por otro lado, han ayudado también al desarrollo de nuevos modelos de aerogenerador que emplean generadores síncronos multipolo que eliminan la multiplicadora. Estos generadores requieren velocidad de rotación menor y posibilitan prescindir de multiplicadoras.

## 4.2.2 COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

### 4.2.2.1 Batería o acumulador eléctrico

Las dos fuentes renovables de energía eléctrica (eólica y fotovoltaica) se caracterizan por su variabilidad y aleatoriedad lo que afecta en sentido negativo el aprovechamiento de éstas. Para evitar los inconvenientes se dispone de la introducción en el sistema de acumuladores eléctricos (baterías). Una batería es un dispositivo electroquímico que almacena energía eléctrica en forma de

enlaces químicos. El bloque constructivo básico de una batería es la celda o célula electroquímica. Las celdas están conectadas en configuraciones serie/paralelo para proporcionar los niveles de voltaje, intensidad y capacidad de batería deseados. La batería permite que:

- El sistema se convierta en una fuente eléctrica independiente de las condiciones de radiación solar y de viento existente, en mayor o menor medida.
- El sistema tendrá una autonomía de servicio eléctrico durante periodos prolongados de inactividad de los módulos FV o del aerogenerador, usando la energía almacenada durante los momentos de generación eléctrica de las dos fuentes
- Fijar una tensión de referencia que establece en los módulos FV un punto de trabajo óptimo y una tensión adecuada para consumidores.

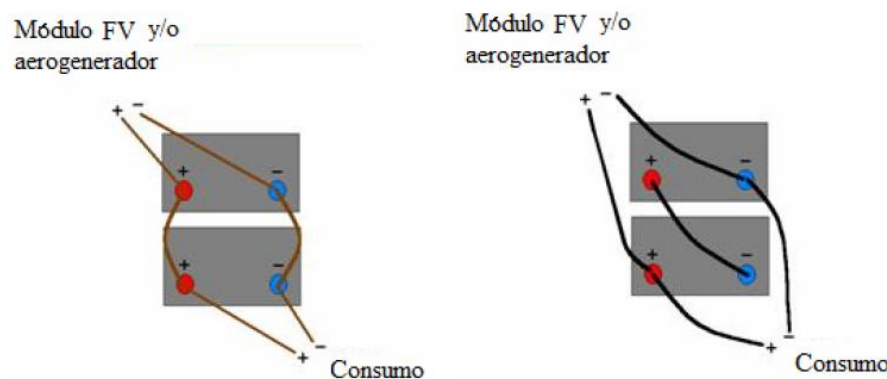


Ilustración 27: Conexión de baterías en paralelo y serie.

En un sistema híbrido solar-eólico una batería está diferenciada por las siguientes características:

- **Tipo:** el más utilizado es la batería de plomo-acido con electrolito líquido, seguido del acumulador de plomo-acido con electrolito gelificado (acumulador sellado) y el acumulador de níquel-cadmio.
- **Capacidad:** medida de la cantidad de energía eléctrica que puede suministrar la batería bajo unas determinadas condiciones, se expresa en amperios por hora. Existen disponibles baterías con capacidades entre los 50 y 4000 Ah actualmente. La capacidad disponible en la batería está afectada principalmente por la temperatura ambiente, disminuyendo o aumentando a medida que la temperatura disminuye o aumenta. Un problema que suele presentarse cuando la temperatura del electrolito alcanza los 0°C está relacionado con el estado de carga de la batería. Si está prácticamente descargada, la cantidad de agua en la solución electrolítica es mayor. Al bajar la temperatura del electrolito existe la posibilidad de que el agua se congele pudiendo dañar las celdas o quebrar la caja. El ácido del electrolito actúa como anticoagulante, de manera que es importante mantener la carga de las baterías cuando la temperatura de trabajo disminuye. Tampoco las temperaturas ambientes elevadas son adecuadas, estas reducen la vida útil de una batería Pb-acido. Así, para una temperatura del electrolito de 30°C la reducción de la vida útil es del 30% y para una temperatura del electrolito de 55°C la reducción de la vida útil es del 95%.

- **Tensión:** La batería es una fuente de tensión continua con unos valores habituales de 2 y 12 voltios. Para capacidades superiores, 400 Ah, se utilizan células de 2V, habituales en instalaciones de electrificación de viviendas.
- **Estado de carga:** la relación existente entre la capacidad disponible y la capacidad total. Se expresa en tanto por ciento. También se conoce como SOC (State of Charge).
- **Profundidad de descarga:** la relación existente entre la capacidad utilizada y la capacidad total. Se expresa en tanto por ciento. Los reguladores limitan esta profundidad, y se calibran habitualmente para permitir profundidades de descarga de la batería en torno al 70%.
- **Número de ciclos:** Expresa el tiempo de vida de una batería mediante el número de ciclos de carga-descarga. El fabricante debe suministrar gráficas que relacionen el número de ciclos con la vida de la batería.

Por otro lado, una batería de plomo ácido está compuesta por los siguientes elementos básicos:

- Placa positiva: construida con dióxido de plomo ( $\text{PbO}_2$ )
- Placa negativa: formada por plomo esponjoso ( $\text{Pb}$ )
- Separadores: Tienen la misión de separar las placas de diferente polaridad aislándolas entre sí.
- Electrolito, constituido por la solución diluida de ácido sulfúrico
- Carcasa, construida de polietileno o polipropileno, y encargada de alojar en su interior los diferentes elementos descritos anteriormente.
- Terminales de conexión.

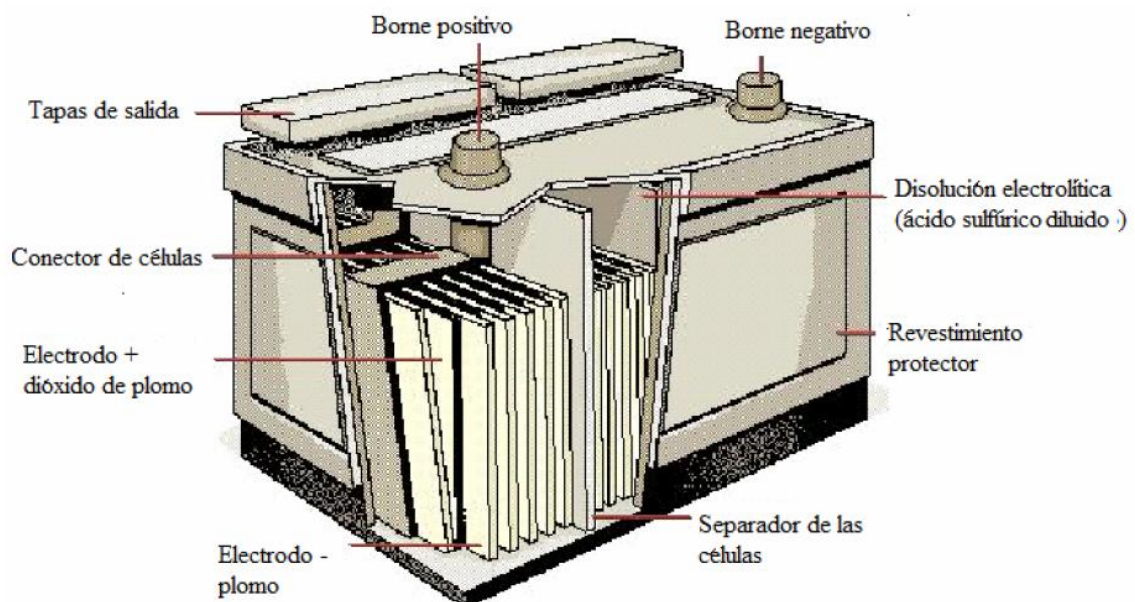


Ilustración 28: Batería de plomo ácido



#### 4.2.2.2. Regulador Solar

El funcionamiento de un acumulador eléctrico, sus prestaciones y su tiempo de vida dependen en gran parte del modo en que se lleven a cabo los procesos de carga y descarga del mismo. La supervisión automática de estos no la puede realizar el sistema FV y se hace necesaria la inclusión de un dispositivo que impide la entrada o salida de corriente de la batería cuando una carga o descarga excesivas puede dañarla. Este dispositivo se llama regulador o controlador de carga.

Las principales funciones de los reguladores son:

- Proteger a la batería contra la sobre descarga. Cuando la demanda de energía eléctrica provoca un estado de carga bajo en la batería, el cual puede ser muy perjudicial. Este modo de protección se implementa anulando la generación de corriente en la batería, desconectando esta de los circuitos de consumo.
- Proteger la batería contra sobrecarga. Si al estar la batería en plena carga el sistema FV siguiese inyectando corriente en la misma. El regulador anula o reduce al mínimo la inyección de corriente procedente del sistema FV.
- Proporcionar información básica sobre el funcionamiento del sistema, monitorizando valores de tensión, intensidad de la batería, estado de carga.

Algunos reguladores incluyen dispositivos que sustituyen a los diodos de bloque (denominadas by-pass), que están destinadas a prevenir el flujo de energía eléctrica desde el acumulador eléctrico hacia los módulos FV en ausencia de irradiación. El dimensionado de este regulador de carga conduce al establecimiento de sus características nominales, que son las siguientes:

- **Tensión nominal:** es la tensión nominal del sistema FV para el que fue diseñado el regulador. Algunos modelos de reguladores permiten la selección manual o automática de la tensión; el rango habitual es entre 12 y 48 V.
- **Intensidad nominal:** es la intensidad procedente del sistema FV que puede manejar normalmente el regulador. Esta capacidad de corriente suele coincidir con la que dispone el regulador en la línea de consumo.

Los niveles de tensión a los cuales el regulador realiza el control o los cortes se denominan puntos de regulación. Para los reguladores con regulación de sobrecarga y sobre descarga se utilizan 4 valores de tensión de regulación:

- **Tensión corte de sobrecarga:** Es la máxima tensión que el regulador permite que alcance la batería
- **Tensión de rearme de carga:** Es la tensión a la que se reconecta el sistema FV para cargar la batería
- **Tensión de corte de sobre descarga:** Es el valor mínimo de tensión antes de desconectar el consumo
- **Tensión de rearme de descarga:** Es el valor de tensión que reconecta el consumo a la batería.

La técnica utilizada y las etapas que se pueden identificar en el proceso de regulación de carga se denominan estrategias de regulación. En el mercado existen reguladores de 2, 3 y 4. Éstas se describen brevemente a continuación:

- **Carga inicial:** cuando la tensión alcanza un nivel prefijado, el regulador permite el paso de toda la corriente disponible en el sistema FV, provocando el aumento progresivo de dicha tensión.
- **Carga de absorción:** cuando se alcanza la tensión final de carga en la batería, esta se mantiene durante algún tiempo modulando la corriente del sistema FV.
- **Carga de flotación:** cuando la batería está completamente cargada se interrumpe el paso de corriente hasta que la tensión se reduce al valor preestablecido, manteniéndose así modulada la corriente procedente del sistema FV.
- **Carga de ecualización:** periódicamente o después de un bajo estado de carga se somete a la batería a una ligera sobrecarga controlada, elevando así su tensión hasta un nivel ligeramente superior al de absorción.

#### 4.2.2.3 Regulador Eólico

El regulador de un sistema eólico tiene las mismas funciones que el regulador solar, ya que es el encargado de proteger las baterías de sobrecargas y descargas profundas, además de rectificar la electricidad proveniente del aerogenerador para su almacenaje en las baterías.

En el caso de los reguladores eólicos, existen diferentes tecnologías. Los más simples detectan el voltaje entre bornes de la batería y si este llega a un límite especificado, significa que la batería está llena y se deriva la energía sobrante a un banco de resistencias.

Son de construcción sencillas, normalmente están compuesto por un transistor de circuito sencillo. Los modelos más sofisticados revisan que la batería no se haya descargado por completo o llegue a una descarga profunda.

- **Potencia máxima (W):** Es la potencia máxima que puede soportar el regulador. Se obtiene por el producto de su intensidad máxima (A) y su tensión de trabajo (V). A diferencia de los otros elementos de la instalación los reguladores están compuestos por elementos de electrónica de potencia con elevados rendimiento, llegando casi al 100%.

#### 4.2.2.4 Inversor

Un inversor o convertidor es un dispositivo que transforma la energía en corriente continua en energía en corriente alterna (su rendimiento está entre el 85 y 95%). Su uso es necesario para alimentar los receptores domésticos que funcionan en corriente alterna.

Generalmente, el inversor se conecta a la salida del regulador, si bien puede ser conectado directamente en bornes de la batería cuando posee control de descarga de la batería.

Los parámetros característicos de un inversor son:

- **Tensión nominal:** Es la tensión que se debe aplicar a los terminales de entrada del inversor.



- **Potencia nominal:** Es la potencia que puede suministrar el inversor de forma continua.
- **Capacidad de sobrecarga:** El tiempo en que puede suministrar una potencia considerablemente superior a la nominal.
- **Rendimiento:** Relación entre la potencia presentada a la salida y a la entrada del inversor. Está expresado en tanto por ciento. Su valor depende de los dispositivos alimentados por el inversor en relación con su potencia nominal.
- **Forma de onda:** La salida del inversor es una energía de corriente alterna que se caracteriza por su forma de onda, valor eficaz y frecuencia de la tensión. En el caso ideal la forma de onda de la salida debería ser perfectamente sinusoidal con un valor eficaz de 230 V y una frecuencia de 50 Hz.

En esta instalación se empleará para convertir la corriente continua generada por los paneles solares fotovoltaicos y los aerogeneradores en corriente alterna y de esta manera poder ser consumidos por los aparatos electrónicos, calderas, bombas y luces.

Un inversor simple consta de un oscilador que controla a un transistor el cual es utilizado para interrumpir la corriente entrante y generar una onda cuadrada.

Esta onda cuadrada alimenta a un transformador que suaviza su forma, haciéndola parecer un poco más una onda sinusoidal y produciendo el voltaje de salida necesario.

Una buena técnica para lograr esto es utilizar la técnica de PWM (Pulse Wave Modulation) logrando que la componente principal sinusoidal sea mucho más grande que las armónicas superiores.

#### 4.2.2.5 Grupo Electrónico

Para asegurar la disponibilidad de servicio eléctrico y evitando las posibles interrupciones en el suministro provocadas por una carga insuficiente en las baterías (días consecutivos nublados o días con baja velocidad del viento) o por operaciones de mantenimiento, es común la inclusión en el sistema de un generador auxiliar de apoyo o emergencia.

El apoyo consiste en un grupo electrógeno alimentado generalmente por gasóleo, gasolina o gas (propano o butano), en función de su potencia, y que generalmente generan corriente en alterna.

COMBUSTIBLE	POTENCIA	USO
Gasóleo	>5Kw	Frecuente
Gasolina	<5kW	Poco común
Gas	<5kW	Frecuente

Tabla 7: Clasificación de combustibles para grupos electrógenos.

El dimensionado del grupo estará en función del consumo total previsto en la instalación y las condiciones particulares de utilización del grupo.

#### 4.2.2.6 Conductor

Un conductor eléctrico se encarga de conducir o transmitir la electricidad, se utilizan para el transporte de electricidad entre puntos. Los materiales más utilizados en la fabricación de conductores eléctricos son el cobre y el aluminio.

Ambos metales tienen una conductividad eléctrica excelente. El uso de uno y otro material como conductor, dependerá de sus características eléctricas (capacidad para transportar la electricidad), mecánicas (resistencia al desgaste, maleabilidad), del uso específico que se le quiera dar y del costo. Los parámetros que definen las características técnicas de los conductores son:

- **Sección:** Área del conductor. El conductor está identificado en cuanto a su tamaño por un calibre, que puede ser milimétrico y expresarse en 2 *mm* o americano y expresarse en AWG o MCM con una equivalencia en 2 *mm* .
- **Resistividad:** oposición al paso de la corriente eléctrica por el conductor

El transporte de electricidad de un punto a otro mediante un conductor provoca unas pérdidas de energía en forma de calor, llamado efecto Joule, generando una caída de tensión entre los dos puntos.

El factor de potencia se define como el cociente de la potencia activa y la potencia aparente, significa esto la cantidad de energía que se ha convertido en trabajo. El valor ideal del factor de potencia es 1, esto significa que toda la energía utilizada es transformada en trabajo. La potencia reactiva es la encargada de generar los campos magnéticos que requieren para sus funcionamientos tanto motores como transformadores, es este tipo de potencia la que disminuye el valor del factor de potencia, a más potencia reactiva menor factor de potencia.

Se ha considerado que las instalaciones carecen de este tipo de cargas, considerando un factor de potencia igual a 1.

#### 4.2.2.7 Microrred

La distribución eléctrica se realiza mediante diferentes estructuras de microrred:

- **Microrred de bucle cerrado o en anillo:** Presenta diferentes puntos de generación que se interconectan formando una línea cerrada de la que parten las líneas de distribución.

El coste es más elevado que en la red radial, pero su seguridad es mucho mayor, quedando asegurada la instalación aún en caso de avería en las líneas de interconectado.

- **Microrred radial o en antena:** Presenta un único punto de generación, a partir de este la microrred se forma en forma de árbol. Cada punto solo podrá tener un conductor de entrada y varios de salida. No se pueden formar uniones entre ramas del árbol. La ventaja más importante es su bajo coste, pero tiene un índice de seguridad bajo debido a que si corta el suministro en al inicio de una rama del árbol, toda la rama se queda sin suministro

eléctrico. Este tipo de configuración es la utilizada. A continuación se puede observar un gráfico de una microrred posible cumpliendo la condición de radialidad:

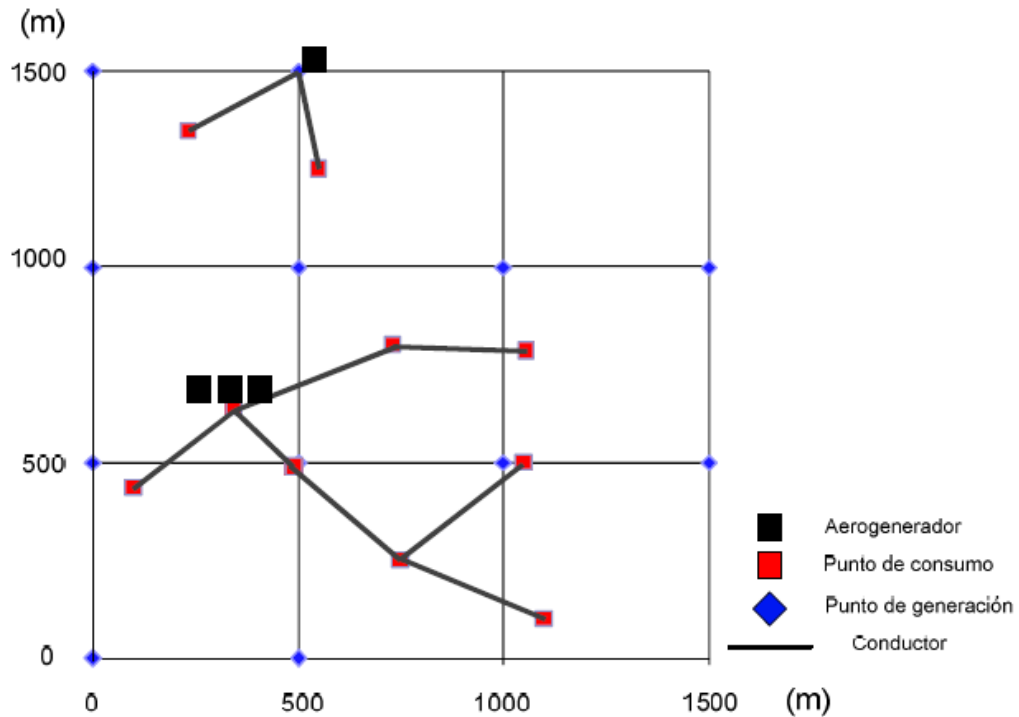


Ilustración 29: Estructuras de una microrred radial.

#### 4.2.2.8 Medidor

El medidor de energía eléctrica es un aparato que mide y limita la energía consumida por el usuario. Los medidores se instalan en los puntos de consumo que forman parte de una microrred para gestionar la energía y equilibrar el consumo entre usuarios. Un usuario que está conectado a una microrred puede consumir toda o gran parte de la energía generada dejando al resto de usuarios sin energía, es por esta razón la necesidad de instalar medidores para una gestión equilibrada de la red.

## DISPONIBILIDAD Y ANÁLISIS DE RECURSOS ENERGÉTICOS

## 5.1. RECURSO SOLAR

El aprovechamiento de los recursos solares tiene lugar en la superficie terrestre, y es por ello que la atmósfera se convierte en el factor principal que determina las características de dicha radiación al nivel de la Tierra.

En los primeros 80 km de la atmósfera es donde transcurre la mayor parte de la actividad que tiene influencia sobre el clima terrestre. De igual manera, es en esta capa donde se dan los principales fenómenos que la convierten en un medio atenuador de la radiación solar.

Los componentes principales de la atmósfera se encuentran en estado gaseoso y son, sobre todo, el oxígeno (21% volumen) y el nitrógeno (78% volumen). Existen otra serie de componentes de presencia variable tales como el ozono, el agua tanto en estado líquido como estado vapor, el metano, el gas carbónico, los aerosoles, etc. Los principales fenómenos sobre la radiación solar debido a la presencia de estos elementos son la absorción y la dispersión de la radiación solar. Los componentes de la atmósfera se convierten en nuevos emisores de energía cuando incide sobre ellos la radiación solar, de manera que parte de esta energía captada es de nuevo radiada en todas las direcciones (fenómeno de dispersión) para originar distintas reacciones químicas con el fin de mantener el equilibrio atmosférico, por ejemplo el ciclo del ozono.

Así, al nivel terrestre existen tres componentes de la radiación solar incidente:

- **Componente directa:** radiación que no ha sido interferida por la atmósfera terrestre y que tiene una dirección perfectamente definida por la hipotética línea que une la Tierra y el Sol. Es la que produce las sombras.
- **Componente difusa:** radiación solar que ha sufrido procesos de dispersión por los componentes de la atmósfera y proviene de todos los puntos de la bóveda celeste. Es la radiación existente en un día cubierto.
- **Componente reflejada:** es aquella radiación directa y difusa, que una vez ha sido reflejada por la Tierra u obstáculos circundantes, incide sobre la superficie en cuestión.

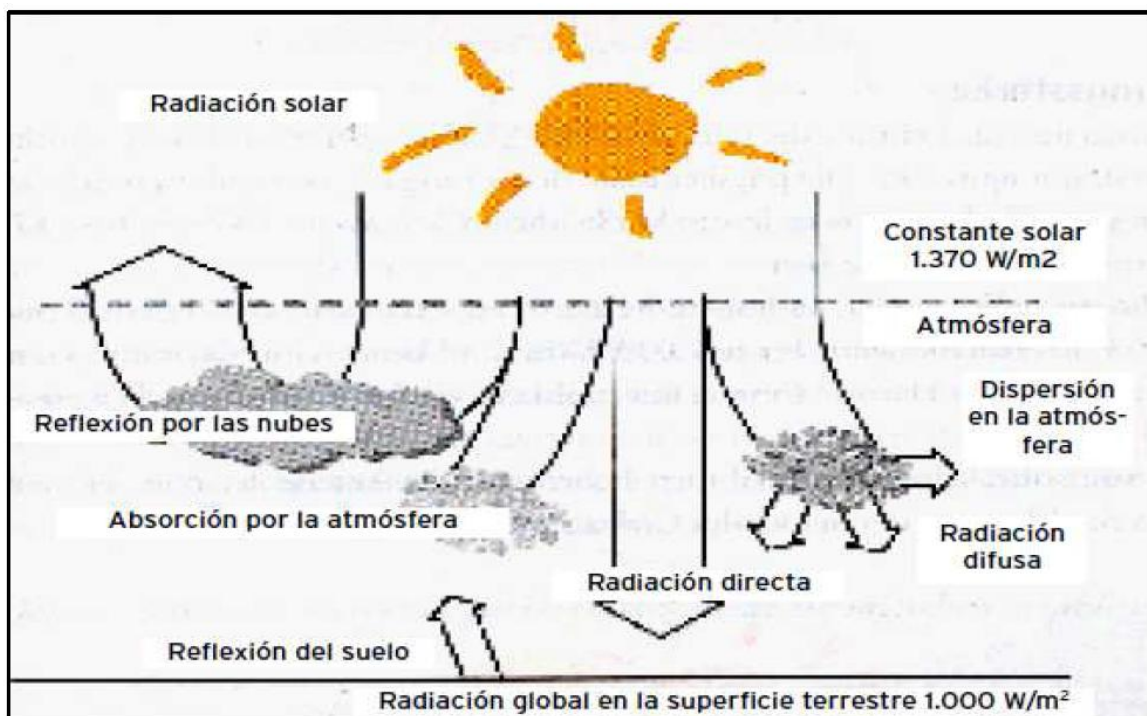


Ilustración 30: Radiación solar incidente sobre la superficie terrestre.

Aparecen así principalmente dos factores que condicionan y caracterizan la radiación solar que llega a la superficie de la Tierra:

**1. Factores geométricos:** Dependen de la posición relativa Tierra-Sol y de las coordenadas geométricas del emplazamiento. Condicionan sobre todo el ángulo de incidencia de la radiación directa y el recorrido de la radiación solar a través de la atmósfera.

**2. Factores climáticos:** Una vez descontados los efectos de los factores geométricos, se sigue observando que la radiación solar presenta unas características distintas a las esperadas. Esto es debido a la presencia de nubes, aerosoles, ozono, etc., que difunden, absorben y reflejan parte de la radiación solar de una manera aleatoria. De forma que la radiación solar incidente sobre la superficie terrestre se distribuye según la figura, distinguiendo nueve zonas con distinto nivel de radiación solar:

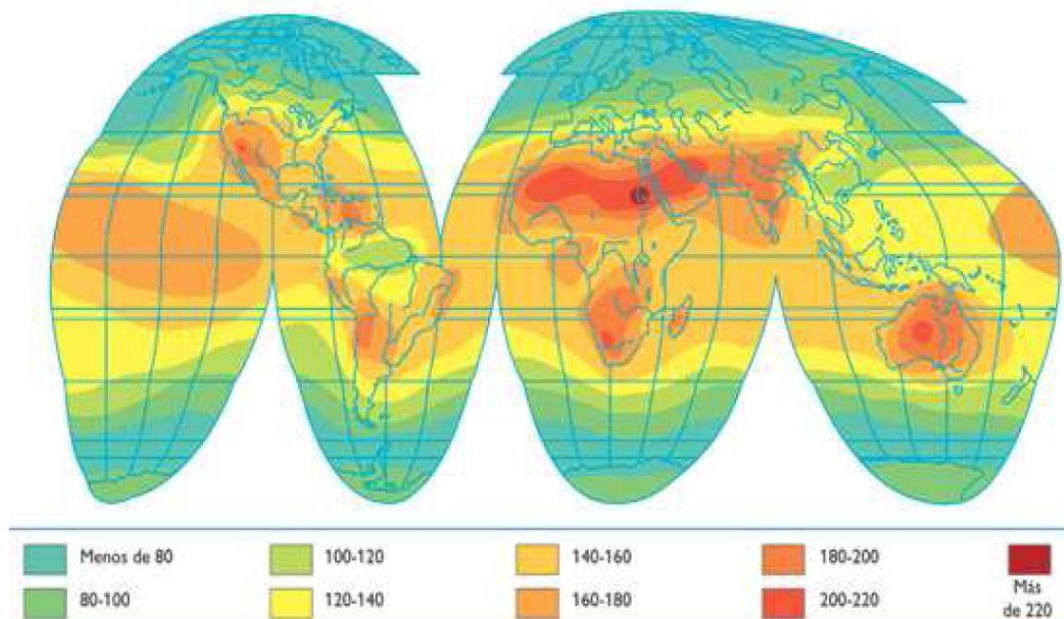


Ilustración 31: Distribución de la radiación solar sobre la superficie terrestre.

### 5.1.1 POSICIÓN SOLAR

Nuestro planeta describe una órbita elíptica en su traslación alrededor del Sol, e invierte unos 365 días en completar un ciclo que llamamos año. Esta trayectoria es la denominada eclíptica.

Además, el mundo, idealizado como una esfera, gira en torno a una recta que lo atravesaría de norte a sur por su centro. Prescindiendo de sus movimientos giroscópicos de precesión (anticipación de los equinoccios a una velocidad de  $50,25''$  al año debido al cambio de orientación) y la nutación (oscilación de los polos  $9,2''$  al año por la atracción lunar), se puede afirmar que este eje rotacional se mantiene constantemente inclinado  $23^{\circ}27'$  respecto del plano eclíptico. Por lo tanto, el plano ecuatorial, al ser perpendicular al eje por su centro, tiene la misma amplitud. Las leyes mecánicas que rigen el desplazamiento espacial están expresadas en grado sexagesimal, cuyas variables, medidas desde el centro de la esfera terrestre son tres: la latitud, la declinación y el ángulo horario de cada momento. Para conocer la posición solar y la radiación que alcanza a una superficie cualquiera, primero se deben definir las siguientes coordenadas:



- **Coordenadas ecuatoriales:**

Medidas desde el centro de la esfera terrestre.

- **La latitud ( $\Phi$ ):** se trata de la distancia angular, medida sobre un meridiano, entre la línea ecuatorial y el paralelo de una localización terrestre (o de cualquier otro planeta). Se mide en grados. Si el punto pertenece al hemisferio norte es positiva, y negativa si pertenece al hemisferio sur. Varían, por tanto, entre  $0^\circ$  y  $90^\circ$  (norte) y entre  $0^\circ$  y  $-90^\circ$  (sur).
- **La declinación solar ( $\delta$ ):** se denomina así al ángulo comprendido entre el plano ecuatorial y el plano orbital terrestre. Es debido a la inclinación del eje de la Tierra, lo que provoca la inclinación del plano que contiene al ecuador con respecto a la eclíptica (plano que contiene la órbita de la tierra). El valor de la declinación para cada día del año, se puede estimar aproximadamente con la fórmula de Cooper, en función del ordinal del día 'n', desde el 1º, el 1 de enero, hasta 365º, el 31 de diciembre:

$$\delta = 23.45 \cdot \sin \left( 360 \cdot \frac{n + 284}{365} \right)$$

- **Ángulo horario ( $\omega$ ):** representa el arco orbital del sol respecto del mediodía local. Como el sol recorre a lo largo del día los  $360^\circ$  de la esfera celeste, cada  $15^\circ$  se corresponden con una hora transcurrida. El criterio más extendido es tomar el signo positivo para la mañana y el negativo para la tarde, tomando como referencia la hora solar local, de manera que el ángulo horario es nulo para el mediodía (12 hsl).

$$\omega = 180 - 15 \cdot \text{HSL}$$

- **Coordenadas solares:**

Son función del tiempo y del lugar en que se definen, pues se subordinan a los ángulos topocéntricos anteriormente definidos.

- **Altura solar ( $\alpha_s$ ):** Es el ángulo de elevación del Sol sobre el horizonte. Comienza en  $0^\circ$  al amanecer, culmina al mediodía con el valor  $90^\circ - \Phi + \delta$  y termina en  $0^\circ$  al atardecer. Se expresa mediante el teorema del seno, su signo es positivo durante el día y negativo para la noche:

$$\text{sen} \alpha_s = \text{sen} \varphi \cdot \text{sen} \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega$$

- **Ángulo zenital ( $\theta_z$ ):** Es el recorrido horizontal del Sol. Marca como origen el mediodía, cuando  $\omega=0^\circ$ , a las 12 hora solar. La expresión para su cálculo, es:

$$\cos \theta_z = \text{sen} \varphi \cdot \text{sen} \delta + \cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega$$

- **Ángulo azimut ( $\gamma_s$ ):** Es el recorrido horizontal del Sol. Marca como origen el mediodía, cuando  $\omega=0^\circ$ , a las 12 hora solar. La expresión para su cálculo, es:



$$\sin \gamma_s = \frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos \alpha_s}$$

- **Coordenadas horarias:**

Es muy útil para el estudio de la insolación determinar las horas de salida y de puesta del sol por el horizonte, o la duración del día que media entre ambas. Su medida es independiente de que se utilice la hora solar o la hora oficial. Los ángulos de salida y puesta sobre un plano horizontal ( $\omega_s, \omega_p$ ), puntualizan la posición del sol en dichos instantes:

$$\begin{aligned}\omega_s &= \arccos(-\tan \Phi \cdot \tan \delta) \\ \omega_p &= -\arccos(-\tan \Phi \cdot \tan \delta)\end{aligned}$$

El momento del amanecer concuerda con una altura solar nula por el este, y el momento del atardecer con una altura solar nula por el oeste.

- **Coordenadas relativas:**

Dado que se analizará el alcance de los rayos solares sobre una superficie, es imprescindible conocer la posición de éstas respecto del sistema de coordenadas que se ha establecido.

- **La orientación ( $\gamma$ ):** Define el rumbo acimutal que una superficie se separa del sur. Se mantiene el criterio de signos del acimut solar y del ángulo horario: negativo al este y positivo al oeste.  
Por lo tanto al estar la superficie colectora orientada al SE, se tiene:  $\gamma = -45^\circ$ .
- **Inclinación ( $\beta$ ):** Indica el levantamiento angular de la superficie respecto del plano horizontal, tangente a la tierra, sobre la que se apoya. En el caso de este proyecto, la inclinación de la superficie colectora, la marca la inclinación del tejado:  $\beta = 20^\circ$ .
- **Ángulo de incidencia solar ( $\theta$ ):** Es el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre una superficie inclinada, formada por la dirección de la radiación directa con la normal a la superficie estudiada. Se calcula según la relación:

$$\theta = \arccos (\sin \delta \sin \varphi \cos \beta - \sin \delta \cos \varphi \cos \gamma \sin \beta + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega)$$

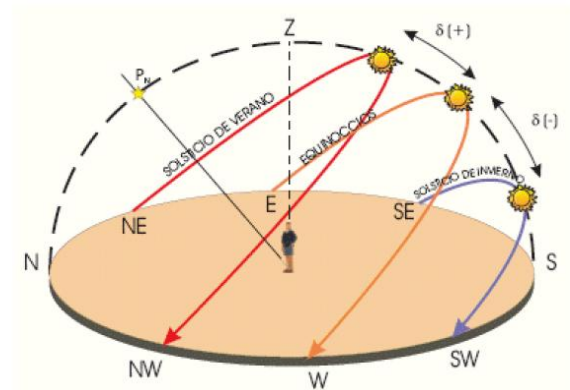
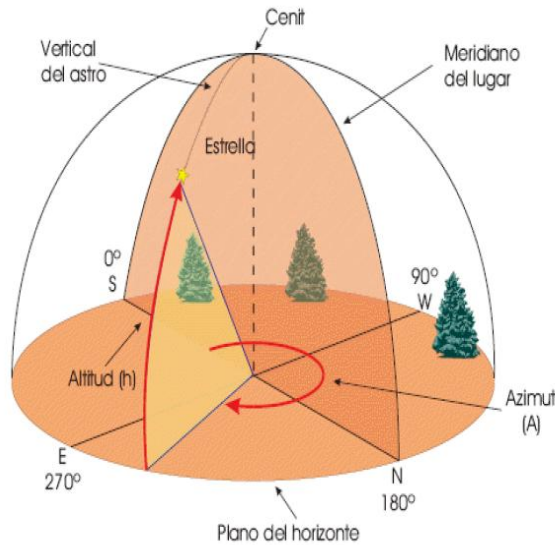


Ilustración 32: Coordenadas relativas de la posición solar.

## 5.1.2 RADIACIÓN SOLAR

El conocimiento de la radiación solar global sobre la superficie exterior del edificio es fundamental, sin embargo no se dispone de datos de esta magnitud para cualquiera de los parámetros que se pueda imaginar, siendo en consecuencia, necesaria su estimación a partir de otras magnitudes como es la irradiancia global (difusa y directa).

El objetivo de este apartado es el de introducir cuantos conceptos y aspectos relativos al tema se consideren necesarios para proceder a la estimación de la radiación solar global sobre una superficie arbitrariamente orientada e inclinada.

Para conocer los niveles de irradiación solar, se consulta el registro solarimétrico en el cual se incluyen los valores por regiones de irradiación media sobre una hipotética superficie plana instalada, datos aportados por la Comisión Nacional de la Energía (CNE).

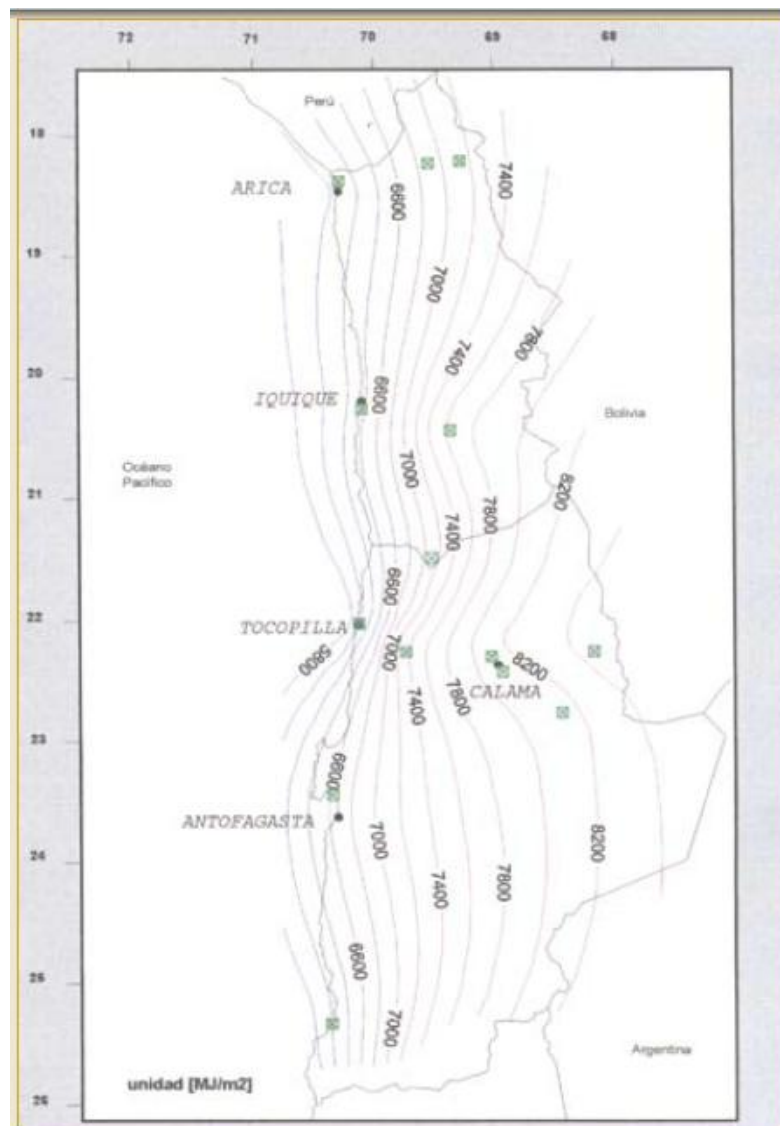


Ilustración 33: Mapa irradiación global anual en plano horizontal (Regiones I-II, Chile)  
(MJ/m2)

Según los datos recogidos en el registro solarimétrico chileno, los valores de irradiación solar en diferentes localidades de la I Región son los siguientes:

LOCALIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
<b>I Región</b>													
PARINACOTA	595,5	501,6	569,3	578,4	535,4	476,9	514,4	593,7	655,5	741,9	728,5	667,0	7158,2
MURMUNTANE	689,8	504,8	627,8	625,9	554,4	487,0	528,0	585,0	660,3	788,1	788,3	780,2	7619,5
ARICA	657,6	593,6	598,1	458,1	395,6	323,5	308,0	391,2	457,4	577,2	617,4	652,4	6030,3
IQUIQUE	727,8	644,5	605,1	477,7	384,7	313,6	308,3	364,9	447,8	570,1	646,7	749,3	6240,4
PICA	758,7	662,1	682,7	572,9	515,8	444,2	476,0	581,0	649,4	769,8	792,7	822,2	7727,4

Tabla 8: Irradiación global mensual y anual, en plano horizontal, para distintas localidades de la I Región.

Por situarse en la misma Isodosa, los datos relativos a la localidad de Pica serán los utilizados para

el cálculo del recurso solar en la comuna de Mocha, de la cual no se tienen datos concretos.

Para el cálculo de la radiación solar incidente en función de la inclinación de los captadores solares, los valores anteriores se corrigen recurriendo a unas tablas especificadas en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Solares de Baja

Temperatura. Para la latitud de Mocha, y tomando una inclinación igual a la latitud geográfica, posición óptima para un consumo constante anual se tiene:

Latitud = 20°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.04	1.03	1.02	1	.99	.99	.99	1.01	1.02	1.04	1.05	1.05
10	1.08	1.06	1.03	1	.98	.97	.98	1	1.04	1.07	1.09	1.09
15	1.11	1.08	1.04	.99	.96	.95	.96	.99	1.04	1.1	1.13	1.13
20	1.13	1.09	1.04	.98	.93	.91	.93	.98	1.05	1.11	1.16	1.16
25	1.15	1.1	1.03	.96	.9	.88	.9	.96	1.04	1.12	1.18	1.18
30	1.16	1.1	1.01	.93	.86	.83	.86	.93	1.03	1.13	1.19	1.2
35	1.16	1.09	.99	.89	.81	.78	.81	.89	1	1.12	1.2	1.2
40	1.15	1.07	.97	.85	.76	.73	.76	.85	.98	1.11	1.2	1.2
45	1.14	1.05	.93	.81	.71	.67	.7	.8	.94	1.09	1.19	1.2
50	1.12	1.02	.89	.75	.65	.6	.64	.75	.9	1.06	1.17	1.18
55	1.09	.99	.85	.7	.58	.54	.58	.69	.86	1.03	1.14	1.16
60	1.06	.95	.8	.64	.51	.46	.51	.63	.8	.99	1.11	1.13
65	1.02	.9	.74	.57	.44	.39	.43	.56	.74	.94	1.07	1.09
70	.97	.85	.68	.5	.37	.31	.36	.49	.68	.88	1.03	1.05
75	.92	.79	.62	.43	.29	.23	.28	.42	.61	.82	.97	1
80	.87	.73	.55	.36	.21	.16	.2	.34	.54	.76	.91	.94
85	.8	.67	.48	.28	.13	.09	.12	.26	.47	.69	.85	.88
90	.74	.6	.4	.2	.09	.08	.08	.18	.39	.61	.78	.81

Tabla 9: Factor de corrección para distintas inclinaciones del plano a una latitud de 20°

Ya que la unidad común para expresar la capacidad de generación tanto de colectores solares como paneles fotovoltaicos en W será necesario el cambio de unidad siguiente:

$$1kWh = 3600kJ = 3.6MJ$$

MES	RADIACIÓN SOLAR (MJ/M <sup>2</sup> /MES)	KWH/M <sup>2</sup> /MES
-----	---	-------------------------

ENERO	758.7	210.75
FEBRERO	662.1	183.92
MARZO	682.7	189.64
ABRIL	572.9	159.14
MAYO	515.8	143.28
JUNIO	444.2	123.39
JULIO	476	132.22
AGOSTO	581	161.39
SEPTIEMBRE	649.4	180.39
OCTUBRE	769.8	213.83
NOVIEMBRE	792.7	220.19
DICIEMBRE	822.2	228.39
ANUAL	7727.4	2146.5

Tabla 10: Radiación solar mensual comuna de Mocha.

Finalmente, multiplicando la irradiación sobre el plano horizontal por estos factores, se obtiene la irradiación diaria media mensual incidente sobre la superficie de los colectores solares y paneles fotovoltaicos inclinados 20° a lo largo del año.

MES	I(KWH/M <sup>2</sup> )	K	I <sub>T</sub> (KWH/M <sup>2</sup> )
Enero	210.75	1.13	238.15
Febrero	183.92	1.09	200.47

Marzo	189.64	1.04	197.22
Abril	159.14	0.98	155.96
Mayo	143.28	0.93	133.25
Junio	123.39	0.91	112.28
Julio	132.22	0.93	122.97
Agosto	161.39	0.98	158.16
Septiembre	180.39	1.05	189.41
Octubre	213.83	1.11	237.36
Noviembre	220.19	1.16	255.43
Diciembre	228.39	1.16	264.93
Anual	2146.5	-	2265.58

Tabla 11: Radiación global media mensual sobre la superficie de los captadores solares y paneles fotovoltaicos en la localidad de Mocha.

Por otro lado, puede calcularse la radiación diaria media mensual en la localidad que nos ocupa, de manera que:

MES	$I_T(\text{KWH/M}^2/\text{MES})$	$I_T(\text{KWH/M}^2/\text{DÍA})$
Enero	238.15	7.68
Febrero	200.47	7.16
Marzo	197.22	6.36
Abril	155.96	5.20
Mayo	133.25	4.30
Junio	112.28	3.74
Julio	122.97	3.97
Agosto	158.16	5.10
Septiembre	189.41	6.31
Octubre	237.36	7.66
Noviembre	255.43	8.51
Diciembre	264.93	8.55
Anual	2265.58	6.21

Tabla 12: Radiación media mensual en la localidad de Mocha.

## 5.2 RECURSO EÓLICO

La energía eólica es la energía que proviene del viento. Definimos recurso eólico como cantidad de

energía eólica que existe en un punto o superficie. Una característica es que el viento tiene tres tipos de variabilidades: temporal, superficial y dependiendo de la zona terrestre.

Dependiendo de la zona terrestre: Es la variabilidad que sufre el viento dependiendo a la zona del globo terráqueo. El efecto combinado del desigual calentamiento de la tierra y de las fuerzas centrífugas y de Coriolis debidas a la rotación de la tierra, da lugar a vientos a escala terráquea, con unas tendencias más o menos permanentes.

- **Variabilidad temporal:** Es la variabilidad que sufre el viento a lo largo del tiempo. El viento no es constante a lo largo del tiempo, éste sufre variaciones de manera horaria, diaria y de forma estacional.
- **Variabilidad superficial:** Es la variabilidad que sufre el viento debido a la forma de la superficie. Existen dos tipos de variaciones superficiales:
  - Las variaciones horizontales nos indican que, en una misma comunidad, puntos cercanos pueden tener recursos eólicos muy diferentes, debido a la topografía y orografía del terreno.
  - Las variaciones verticales nos indican que el recurso eólico varía con la altura, esta variación vertical es producida por la rugosidad del terreno.

Todos estos factores hacen que el cálculo del recurso eólico de una zona sea complejo e imprescindible antes de realizar un proyecto.

### 5.2.1 CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DEL VIENTO

La masa de aire en movimiento es energía cinética que puede ser transformada en energía eléctrica. La cantidad de energía que contiene el viento, antes de pasar a través de un rotor, depende de tres parámetros: la velocidad del viento incidente, la densidad del aire y el área barrida por el rotor. Se utiliza la siguiente fórmula:

$$P = S \frac{\rho \cdot v^3}{2}$$

Donde:

P: Potencia [W]

$\rho$ : Densidad del aire [kg/m<sup>3</sup>]

S: Superficie barrida por el rotor [m<sup>2</sup>]

V: Velocidad del viento [m/s]

Del análisis de esta ecuación se puede obtener las siguientes conclusiones:

- La energía del viento es proporcional al cubo de la velocidad.

- La potencia es directamente proporcional al área barrida por el rotor de la turbina que tiene la expresión:

$$S = \pi \cdot R^2$$

Donde:

R: Radio del rotor

Por lo tanto la cantidad de energía depende del radio del rotor.

Antes de instalar un aerogenerador es conveniente conocer el potencial del viento en el lugar de emplazamiento.

La potencia depende linealmente de la densidad del aire, cuanto más pesado sea el aire más energía recibirá el aerogenerador. La densidad del aire varía con la temperatura y la altura. El aire caliente es menos denso que el frío y por tanto cualquier turbina producirá menos energía durante el verano que durante el invierno con la misma velocidad del viento. También, a una igual temperatura, en un lugar situado a una cota próxima al nivel del mar, el aerogenerador tendrá una energía producida superior a otro que se encuentra a mayor altitud, por el hecho de que la densidad del aire disminuye con la altura.

Por tanto para hacer una aproximación del aporte de la cantidad de energía eléctrica a producir por la instalación eólica se necesitan dos factores:

- Velocidad media del viento en la zona objeto de estudio
- Tipo de aerogenerador utilizado.

## 5.2.2 VELOCIDAD DEL VIENTO

La evaluación del recurso eólico disponible en el lugar objeto de estudio, así como sus características precisas, ha sido realizada por medio una herramienta de simulación en línea proporcionada por el Ministerio de Energía del Gobierno de Chile, gracias a la cual ha sido posible se han recopilado los datos que se detallan a continuación.

La siguiente tabla recoge las características del emplazamiento:

<b>LATITUD</b>	19.8° S
<b>LONGITUD</b>	69.28° O
<b>ELEVACIÓN DEL TERRENO (MODELO WRF)</b>	2460 msnm
<b>DENSIDAD DEL AIRE</b>	0.92 (kg/m <sup>3</sup> )



Según estas condiciones se Tabla 13: Principales características del lugar. obtienen los datos de velocidad del viento media diaria en la aldea de Mocha.

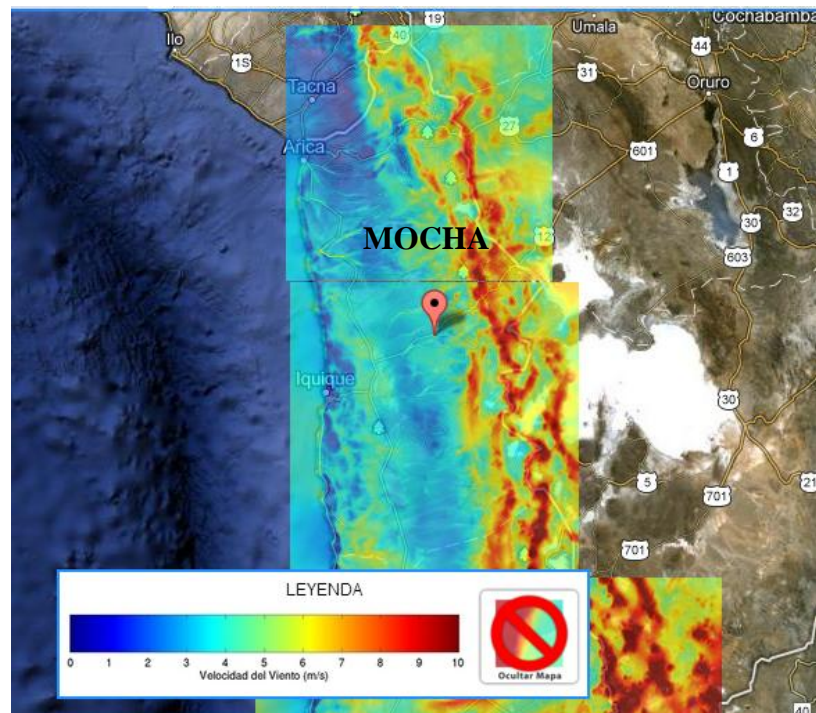


Ilustración 34: Velocidad promedio diaria de viento en Mocha, Huara, Región de Tarapacá.

Ya que el objetivo de este proyecto es diseñar una instalación eólica de pequeña escala, los datos relevantes sobre las velocidades y características del viento en el emplazamiento han sido calculados a la altura mínima posible sobre el nivel del terreno.

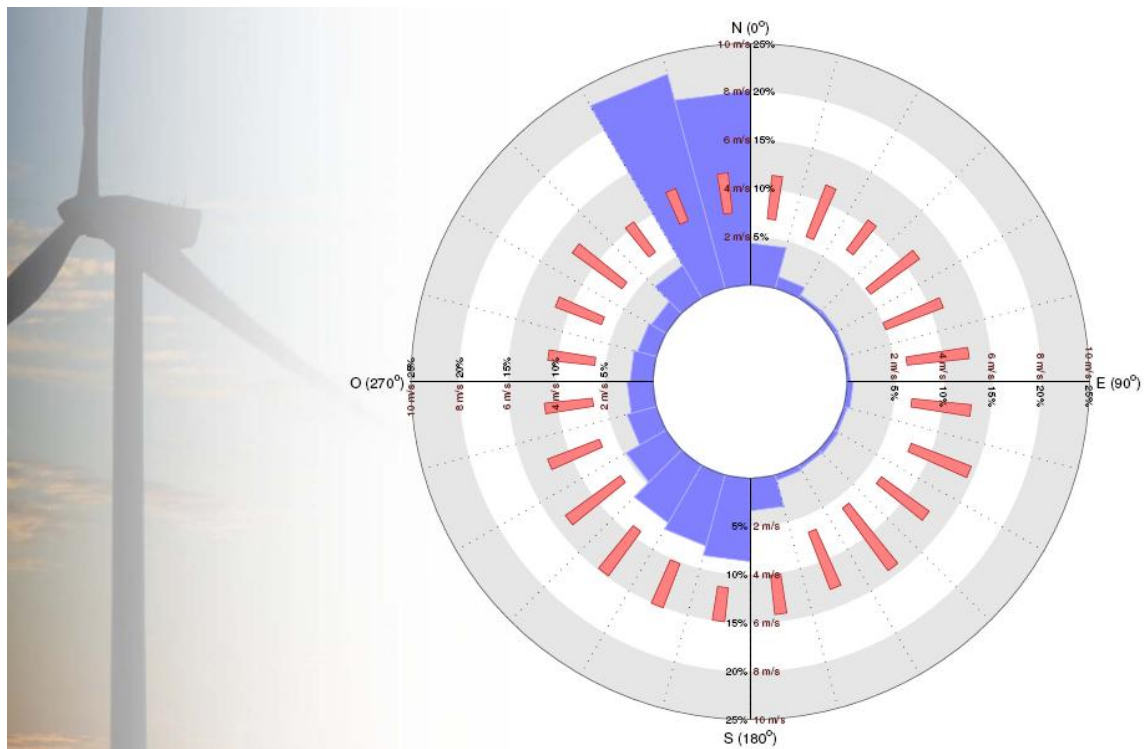


Ilustración 35: Rosa del viento para el año completo a una altura de 5m sobre el nivel del suelo.

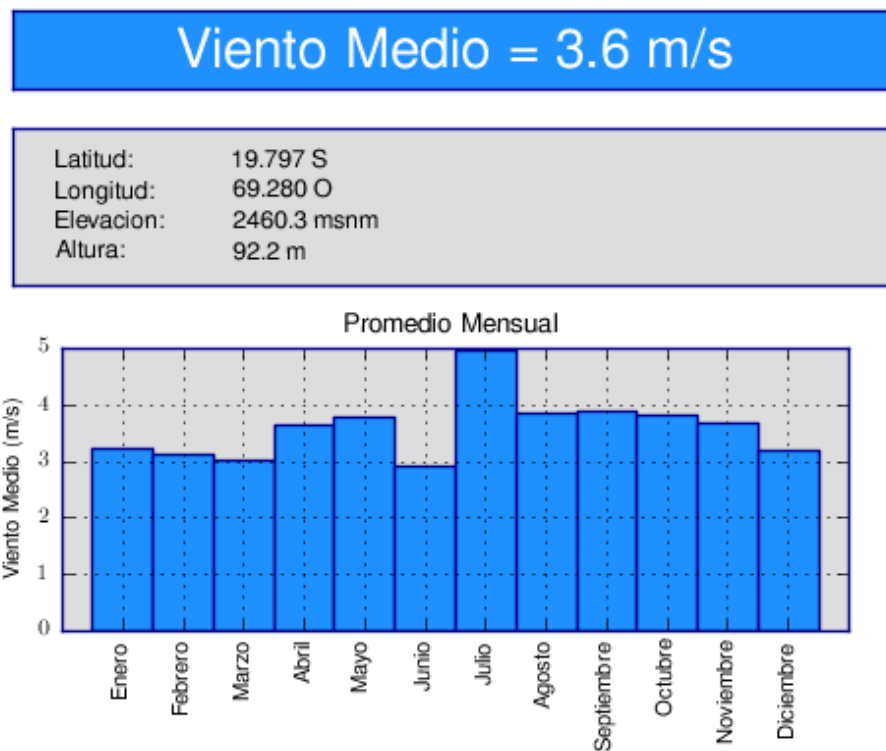


Ilustración 36: Promedio mensual de la velocidad del viento en la localidad de Mocha.

Así pues, se obtienen los siguientes datos mensuales para el periodo de un año:

MES	MEDIO DIARIO (M/S)	MÍNIMO DIARIO (M/S)	MÁXIMO DIARIO (M/S)	VARIABILIDAD (M/S)
ENERO	3.8	0.8	7.0	0.3±0.1
FEBRERO	3.6	0.5	6.9	0.2±0.1
MARZO	3.8	0.7	6.8	0.2±0.1
ABRIL	4.2	1.2	6.6	0.3±0.1
MAYO	3.9	0.9	6.2	0.6±0.2
JUNIO	3.7	0.9	5.8	0.5±0.1
JULIO	4.7	1.5	6.7	0.9±0.3
AGOSTO	4.3	1.3	6.2	0.5±0.2
SEPTIEMBRE	4.5	1.4	6.6	0.4±0.2
OCTUBRE	4.3	1.2	6.9	0.5±0.2
NOVIEMBRE	4.3	0.9	7.0	0.2±0.1
DICIEMBRE	3.9	1.0	6.7	0.4±0.1
ANUAL	4.1	1.0	6.6	0.5±0.1

Tabla 14: Estadística velocidad del viento. Promedio diario en periodo de un año.

Por otro lado, precisando el cálculo de velocidades en función de las horas diarias se obtiene el siguiente cuadro:

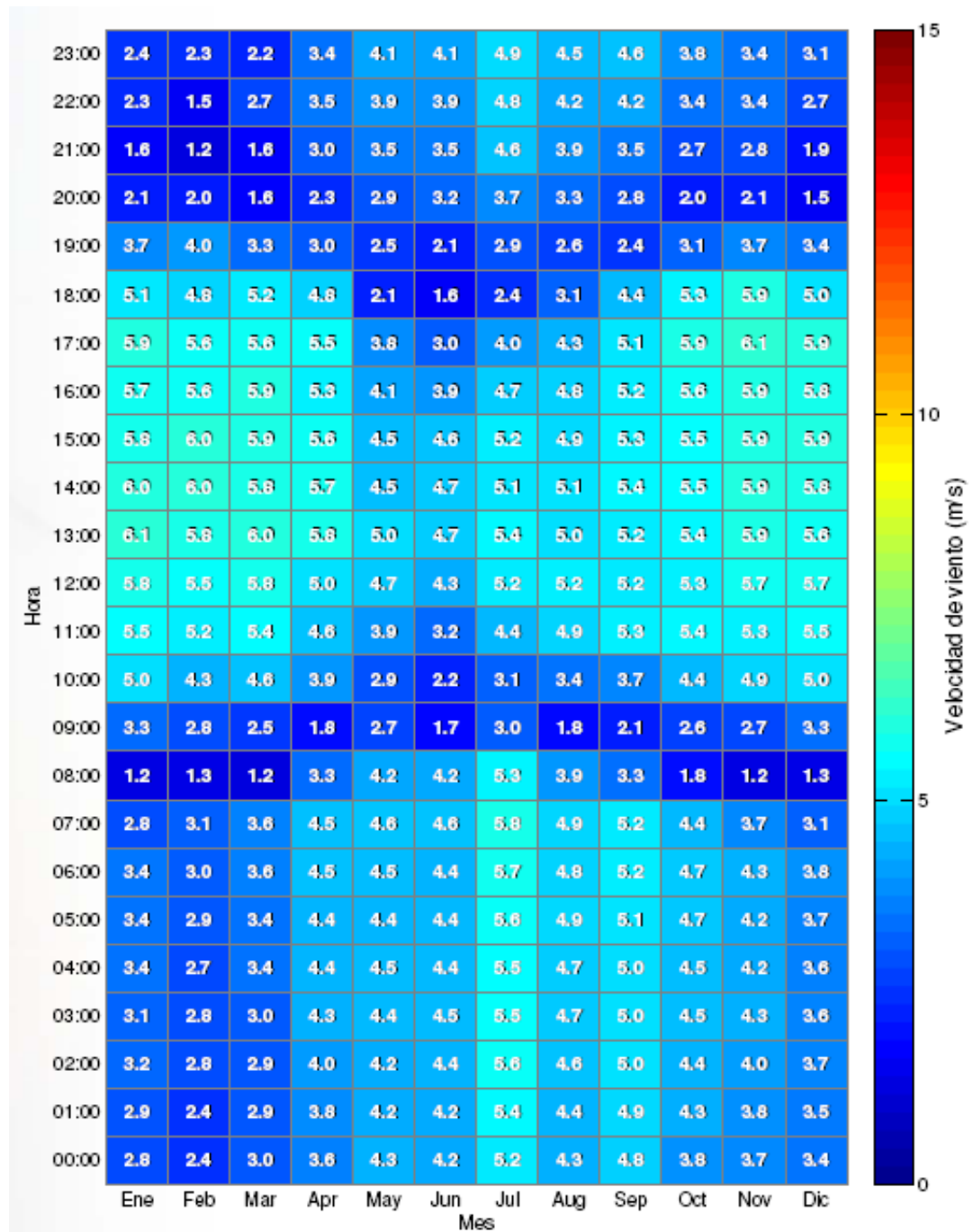


Ilustración 37: Velocidad del viento (m/s) a 5m en función de la hora del día y mes del año.

# CÁLCULO DE LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS

## 6.1 DEMANDA DE AGUA CALIENTE SANITARIA

La demanda de ACS viene determinada por el consumo instantáneo de agua caliente que tiene una vivienda. En muchas ocasiones, bien porque sea de nueva o reciente construcción, o, como en este caso, bien porque no se haya registrado de forma precisa, no se dispone de un histórico de datos de consumo para un determinado edificio, de modo que es necesario efectuar una estimación lo suficientemente consistente.

Ya que el objetivo principal de este proyecto es cubrir las necesidades energéticas de los lugareños, mejorando las condiciones de sus viviendas, aumentando así su calidad de vida, se diseñará la instalación suponiendo un consumo de ACS promedio bajo condiciones normales, es decir, asegurando el abastecimiento de ACS 24h al día durante los 365 días del año.

Así pues, para realizar la evaluación energética del consumo de ACS de la vivienda, se hará uso de datos estadísticos facilitados por órganos locales y estatales y la legislación vigente.

El gobierno de Chile dispone de un manual de sistemas solares térmicos II (SST) donde se resumen todas las características de diseño e instalación de SST, además recoge las condiciones de la legislación correspondiente a esta tecnología en cuanto a la contribución solar mínima según la zona climática.

Se calculará en primer lugar la demanda energética correspondiente a la producción de ACS de la vivienda siguiendo las pautas del manual de SST II. Según éste, en una vivienda unifamiliar se consumen 40 litros de ACS por persona y día a una temperatura de referencia de 45 °C.

TIPO DE SST	CP [L/día]
UNIFAMILIAR	40
MULTIFAMILIAR	30

Tabla 15: Consumos unitarios en viviendas. Fuente: SST II

Además, para el cálculo de la carga térmica se conocer la ocupación de la vivienda. En nuestro caso, se considera que una vivienda media en la localidad de Mocha dispone de dos dormitorios de uso habitual y que residen 3 personas, tal como se indica en el manual.

Nº DE DORMITORIOS	1	2	3	4	5	>5
Nº DE PERSONAS	1.5	3	4	6	7	Nº DE DORMITORIOS

Tabla 16: Personas estimadas por dormitorio. Fuente: SST II

Mediante los datos anteriores podemos calcular el volumen total previsto de ACS utilizando la siguiente expresión:

$$V_t = n_{\text{usuarios}} \cdot V_{\text{diario}}$$

Donde:

$V_t$ : volumen total de consumo de ACS de la vivienda (l/día)

$n_{\text{usuarios}}$ : número de usuarios de la vivienda (personas)

$V_{\text{diario}}$ : volumen diario de ACS por usuario (l/persona·día)

Conociendo el consumo de ACS de la vivienda, se pueden establecer los básicos que deben utilizarse para el cálculo de la misma.

Ya que se trata de instalaciones solares térmicas en edificios ya existentes, el sistema no debe cumplir normativa específica, es decir, la instalación no tiene porque alcanzar una contribución solar mínima determinada en función de la localización como es el caso de edificios de nueva construcción.

Por lo que, la instalación se diseñará para producir un determinado ahorro económico de energía fósil, consiguiendo así una reducción de emisiones y rentabilidad económica.

En la tabla siguiente se resumen todos los datos relevantes para el consumo promedio de ACS en una vivienda común de la localidad:

SUPERFICIE VIVIENDA	NÚMERO DE PERSONAS	CONSUMO DE ACS (L/PERSONA·DÍA)	CONSUMO TOTAL EN LA VIVIENDA (L/DÍA)
60 m <sup>2</sup>	3	40	120

Tabla 17: Datos vivienda unifamiliar media localidad de Mocha. Fuente: SST II

A partir de estos datos se calcula la energía térmica consumida para la generación de ACS de esta vivienda.

Para hacer este cálculo primero hay que encontrar el salto térmico mediante la expresión:

$$T^a = ( T^a_{\text{servicio}} - T^a_{\text{entrada}} )$$

Donde:

$T^a$ : salto térmico de temperaturas ( $\Delta T^a$ ).

$T^a_{\text{servicio}}$ : temperatura del agua caliente en el acumulador final 45 °C.

$T^a_{\text{entrada}}$ : temperatura a la que llega el agua fría de la red de distribución.

Como ya se ha especificado con anterioridad, el agua es bombeada directamente desde el canal de regadío hasta las viviendas, de manera que se considerará la temperatura de entrada a través de la red de distribución igual a la temperatura ambiente.

El canal de regadío es abastecido a su vez mediante el agua acumulada de las precipitaciones anuales además de recibir un aporte mensual de agua potable que es transportada desde la capital de la comuna de Huara hasta la quebrada.

DISTRIBUCIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIAN ANUAL
RED	17.4	17.0	17.0	16.3	15.4	14.6	14.4	14.9	15.3	16.0	16.5	14.1	5.8
CANAL REGADÍO	19.0	18.3	18.3	16.9	15.1	13.5	13.0	14.0	14.8	16.2	17.3	12.4	15.8

Tabla 18: Temperatura del agua de red y temperatura ambiente media mensual en la comuna de Huara.

Conocido el volumen diario de agua a calentar y el salto térmico a superar, finalmente se calcula la energía requerida para el consumo de ACS mediante la expresión siguiente:

$$Q_{ACS} = V_t \cdot \rho \cdot c_e \cdot \Delta T^a$$

Siendo:

$Q_{ACS}$ : cargas térmicas para la obtención de ACS (kJ/mes)

$V_t$ : volumen total de consumo (l/mes)

$\rho$ : densidad del agua (1 kg/l como valor de referencia)

$c_e$ : calor específica del agua (4,18 kJ/kg · °C)

$\Delta T^a$ : salto térmico



De este modo se obtienen los valores de la tabla siguiente:

MESES	NÚMERO DE DÍAS	TEMPERATURA AGUA DISTRIBUIDA (°C)	CONSUMO ACS VIVIENDA (L/DÍA)	TEMPERATURA MEDIA DE CONSUMO (°C)	ENERGÍA NECESARIA ACS (KJ/MES)	ENERGÍA NECESARIA ACS (KWH/MES)
ENE	31	19.0	120	45	404289.60	112.30
FEB	28	18.3	120	45	374996.16	104.17
MAR	31	18.3	120	45	415174.32	115.33
ABR	30	16.9	120	45	422848.80	117.46
MAY	31	15.1	120	45	464933.04	129.15
JUN	30	13.5	120	45	474012.00	131.67
JUL	31	13.0	120	45	497587.20	138.22
AGO	31	14.0	120	45	482037.60	133.90
SEP	30	14.8	120	45	454449.60	126.24
OCT	31	16.2	120	45	447828.48	124.40
NOV	30	17.3	120	45	416829.60	115.79
DIC	31	12.4	120	45	506916.96	140.81

Tabla 19: Energía necesaria para el abastecimiento de ACS de una vivienda tipo.

Para el cálculo de la producción solar, es necesario conocer el gasto másico de ACS.

En consecuencia, se necesita tener en cuenta la fracción horaria, es decir, las horas al día en la que se tiene luz solar, ya que es justamente cuando se utilizará la instalación solar.

Para ello se utiliza un software gracias al cual se obtienen las horas de sol útiles diarias en una latitud de 20° S, obteniendo los siguientes resultados para cada mes del año:

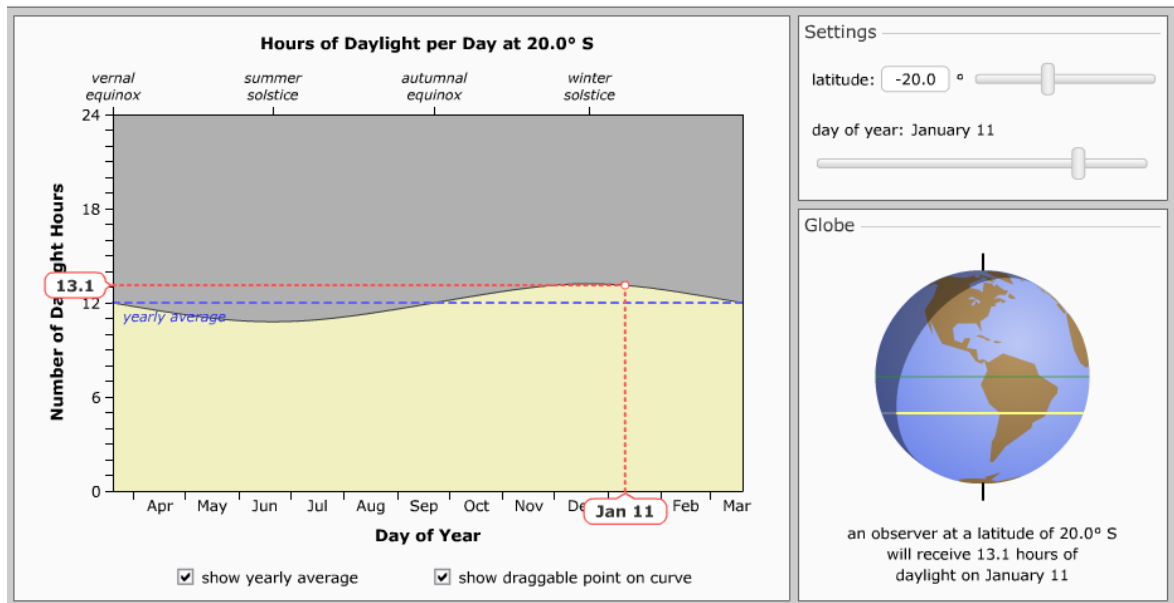


Ilustración 38: Número de horas diarias de luz útil para una latitud de 20S

LATITUD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
20° S	13.0	12.6	12.1	11.6	11.0	10.8	11.0	11.3	11.9	12.4	12.9	13.2

Tabla 20: Número medio de horas diarias de sol útiles para captadores orientados al ecuador e inclinados un ángulo igual a la latitud.

En promedio, se tienen 11.98 horas de sol para un día medio del año, de modo que el gasto másico diario medio mensual destinado al consumo de ACS resulta:

$$\dot{m} = \frac{D_{45} \cdot \rho_{agua}}{H_{útiles}}$$

$$\dot{m} = \frac{120 \frac{1}{\text{día}} \cdot 0.001 \frac{\text{m}^3}{\text{l}} \cdot 1000 \text{ kg/m}^3}{11.08 \frac{\text{h}}{\text{día}} \cdot 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}}} = 0.003 \text{ kg/s}$$

Aunque normalmente el consumo de agua caliente se estima utilizando los valores medios diarios de referencia es precisomencionar que, a lo largo del día, el perfil del caudal de consumo será diferente en función de la aplicación y podría tener un efecto más o menos apreciable en las prestaciones de la instalación solar pero, en general, este efecto es de segundo orden en relación con el del valor total del consumo diario.

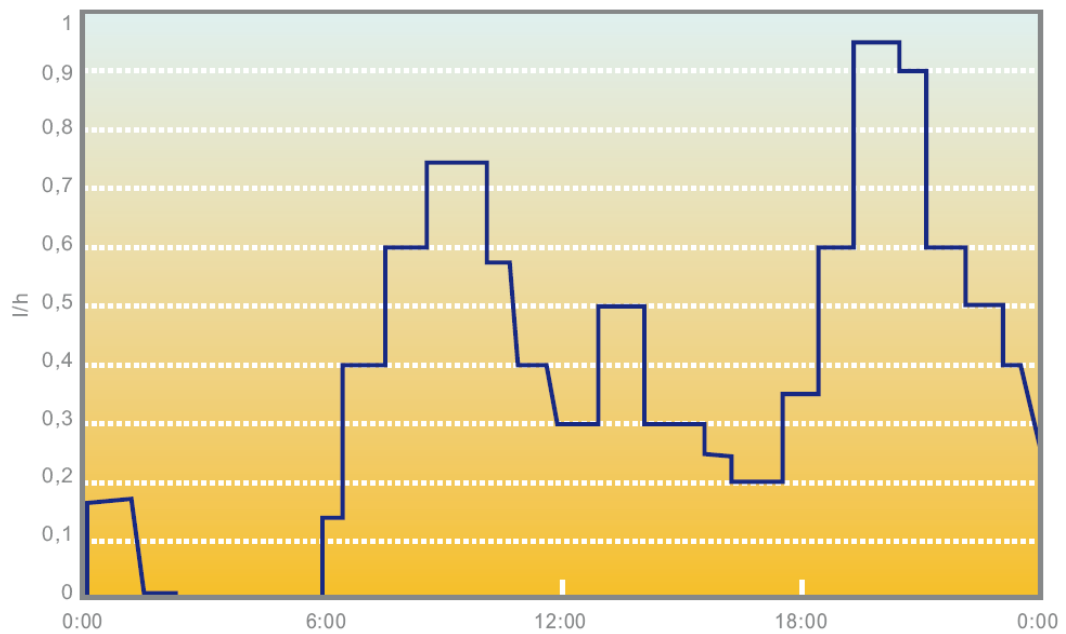


Ilustración 39: Perfil diario de consumo de ACS en viviendas. Fuente: SST I

En cambio, el perfil de consumo semanal o mensual, es decir, la distribución del consumo a lo largo del año sí puede ser significativa tanto en la demanda de energía como en las prestaciones energéticas de la instalación solar. Por ejemplo, variaciones en el consumo como las producidas por el cierre de edificios comerciales o industrias durante el fin de semana; de colegios durante los meses de verano; de las viviendas utilizadas como segundas residencias o sólo en temporada estival, pueden provocar un impacto significativo en el diseño y funcionamiento de la instalación.

En estos casos, el consumo medio diario de ACS obtenido con los criterios anteriores debe considerarse un valor máximo que, si varía a lo largo del año debe tenerse en cuenta para evaluar la demanda de energía anual introduciendo, como factor de reducción del consumo, el porcentaje de utilización u ocupación.

Sin embargo, debido a que la instalación objeto de estudio está destinada a abastecer la demanda de ACS en una vivienda tipo de la comuna de Huará, el consumo de ACS puede considerarse constante durante todo el año, sin variaciones estacionales significativas, la energía necesaria para suministrar la demanda diaria de ACS, extrapolando para todo el año, con las temperaturas medias de agua procedente del canal de regadío y su número de días, se obtiene que la energía necesaria para suministrar ACS durante un año completo son 1489.44 kWh, lo que implica un consumo medio mensual de 124.12 kWh.

Calculando la variación respecto al consumo medio mensual, se observa que en ningún caso éste supera el 25%, por lo que se considerara un consumo de ACS anual constante.

MES	ENERGÍA NECESARIA ACS (KWH/MES)	VARIACIÓN CONSUMO ACS (%)
ENERO	112.30	9.52
FEBRERO	104.17	16.07
MARZO	115.33	7.08
ABRIL	117.46	5.37
MAYO	129.15	4.05
JUNIO	131.67	6.08
JULIO	138.22	11.36
AGOSTO	133.90	7.88
SEPTIEMBRE	126.24	21.19
OCTUBRE	124.40	0.23
NOVIEMBRE	115.79	6.71
DICIEMBRE	140.81	13.45

Tabla 21: Variación del consumo de ACS respecto al consumo medio mensual.

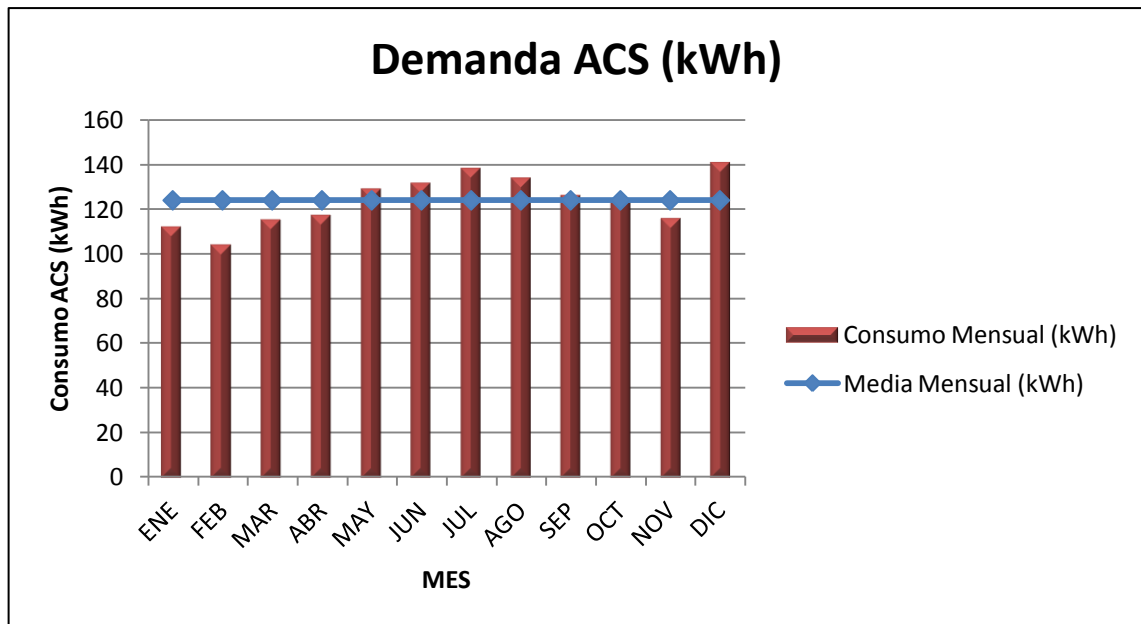


Ilustración 40: Demanda mensual media de ACS

## 6.2 DEMANDA ELÉCTRICA INSTALACIÓN DE BOMBEO

Como se ha descrito con anterioridad, la localidad de Mocha cuenta actualmente con un canal de regadío desde el cual se bombea agua directamente hasta los puntos de consumo. La bomba es impulsada por un generador diesel, por lo que se pretende sustituir la bomba existente por una de características más adecuadas al sistema de extracción alimentado por el sistema de energía solar fotovoltaica y eólica.

El agua siempre ha sido un factor limitante para el poblamiento de la zona. En el período enero-marzo caen aproximadamente el 55% de las precipitaciones anuales mientras que en el resto del año el déficit de agua es muy pronunciado.

Además, existen notables diferencias entre la hidrología de la parte alta y baja del área de estudio lo que se refleja en los sistemas de abastecimiento de agua tradicional de las comunidades.

En la parte alta de la región existen pequeños manantiales que han sido utilizados tradicionalmente para el abastecimiento doméstico y de los animales. Los pobladores de Mocha se abastecían de estos manantiales, almacenando el agua en un reservorios, excavación de 1.3 m de diámetro y 8 metros de profundidad, para el consumo domestico.

En la temporada seca, el canal de regadío apenas se podía llenar las pozas para consumo doméstico y muchas familias tenían que llevar a sus animales a tomar agua directamente en los manantiales cerca de la cumbre.

Por ello se hace más evidente la necesidad de un sistema de almacenamiento, dado que el recurso hídrico es limitante. Esto permitirá que en los períodos de baja producción energética la totalidad de la misma se destine a consumo eléctrico de la vivienda.

El gasto de ACS se ha calculado en apartados previos. El cálculo del gasto de agua para consumo personal, se realizará mediante estimación.

Según estudios de la OMS, el consumo de agua en algunos países desarrollados alcanza los 300 litros/persona/día frente a los 25 que se consumen en zonas subdesarrolladas. Dicha entidad recomienda un consumo de 80 litros al día para necesidades vitales e higiene personal.

Si bien el consumo promedio de Chile está en los 170 litros por habitante/día; en la región de Tarapacá, por sus especiales características climatológicas que hacen que el agua sea aún más escasa que en otras zonas, es indispensable incorporar hábitos que conduzcan a un consumo más responsable. Adoptando una postura intermedia y teniendo en cuenta las condiciones de escasez en las que se desarrolla la vida cotidiana de los habitantes de Mocha y la no abundancia del recurso, se trabajará con un consumo medio por persona y día de 40 litros de agua.

Así pues ya que cada vivienda tiene una ocupación ordinaria de 3 personas, el consumo diario será de:

$$40 \text{ litros/persona} \times 3 \text{ personas} = 120 \text{ litros de agua al día}$$

Además, habrá que tener en cuenta que el depósito de ACS debe llenarse diariamente.

$$\text{Gasto agua total} = \text{Gasto ACS} + \text{Gasto consumo}$$

*Gasto total agua por vivienda = 120 litros + 120 litros = 240 litros diarios.*

*Gasto total de agua en las 23 viviendas= 5520 l*

Inicialmente, se procede a un estudio de caracterización del acuífero donde además de características químicas y bacteriológicas del agua (que reflejan su potabilidad), se toman datos de importancia para el proyecto de abastecimiento, como son los siguientes parámetros:

- **Nivel estático** del agua o nivel freático (HST). Distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel de agua antes de la prueba de bombeo.
- **Nivel dinámico** del agua (HD). Distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel final del agua después de la prueba de bombeo.
- **Caudal de prueba (QT)**. Caudal de agua extraído durante la prueba de bombeo.

Para la obtención de éstos parámetros las condiciones ideales llevarían a plantear una prueba de bombeo. Éste tipo de pruebas son frecuentes para realizar la evaluación de acuíferos, utilizando el estímulo del bombeo y observando su respuesta.

La forma más común de realizar una prueba de bombeo es la extracción mediante una bomba del agua a una tasa constante, mientras se miden los niveles de agua en el mismo pozo o pozos de observación pertenecientes al mismo acuífero. Se realiza generalmente en los meses de verano, cuando el nivel freático es menor, asegurando así una mayor recuperación el resto del año.

Sin embargo, y dadas las condiciones en las que se desarrolla el proyecto, y la imposibilidad de realizar este tipo de pruebas “in situ”, los parámetros de bombeo se establecerán según niveles medios y comunes de las aguas de la zona.

Siendo:

HD la altura del depósito, 6 m.

HST el nivel estático del agua, 9 m.

HD el nivel dinámico del agua, 10,5 m.

Así pues, conocida la demanda total de agua es posible dimensionar los componentes del sistema de bombeo. Éste sistema consta de tres elementos a calcular:

- Tanque de almacenamiento.
- Conducciones.
- Bomba de impulsión.

- **TANQUE DE ALMACENAMIENTO**

Conocido el consumo diario total de agua se procede al dimensionado del tanque. Como se anticipó en la introducción de ésta instalación, se dimensionará el tanque de tal manera que permita el abastecimiento hidráulico aún en días de baja o nula radiación solar o generación eólica. De ésta manera, el total de energía eléctrica en estos períodos se empleará íntegramente en la instalación de la vivienda.

Tomando un factor de protección de 2, se garantiza el suministro de agua durante dos días consecutivos con mínimo aporte de energía por parte del sistema de generación.

Así pues la capacidad del tanque seleccionado será de un mínimo de 11040 litros.

Debido a que en el mercado los modelos encontrados que se ajustan a esta condición son tanques para abastecimiento de agua de unos 11 m<sup>3</sup>, será un tanque de este tipo el escogido finalmente para la instalación de almacenamiento.

El tanque está homologado para contener agua potable sin alterar sus características (tanto composición como propiedades organolépticas).

Se instala elevado, de manera que una vez extraída el agua del reservorio sólo sea necesaria una pequeña cantidad de energía para el presurizado de la línea. Para ello se colocará el tanque sobre una estructura especialmente diseñada a tal fin y asentada sobre una fundación de hormigón.

## • CONDUCCIONES

El agua extraída del pozo será conducida desde el mismo hasta el depósito mediante una línea de tubería. Teniendo en cuenta las exigencias de caudal se tomará un caudal preferentemente bajo para minimizar los costes tanto de la línea de tubería como de la bomba de impulsión.

Se decide por tanto que un caudal óptimo para nuestro propósito será de 2 m<sup>3</sup>/h.

Conocido el caudal se procede al cálculo del diámetro de tubería que llegará al depósito desde la bomba. Este diámetro vendrá dado por

$$D = j \cdot C^{0,35}$$

Donde:

D: Diámetro necesario [cm].

J: constante que caracteriza la rugosidad de la tubería.

C: Caudal [m<sup>3</sup>/h]

La tubería empleada será galvanizada en su tramo, ya que reúne las mejores características para la conducción de agua potable. Para ella, el coeficiente j será igual a 2,2. Así, el diámetro mínimo de la tubería es de 2.8 cm.

El diámetro calculado es el diámetro mínimo para el caudal establecido. Ahora bien, diámetros estrechos aumentan las pérdidas por fricción, por lo que la tubería que conecta el pozo con el



depósito será una tubería galvanizada de 5 cm de diámetro normalizado (2'') para reducir las pérdidas.

$$D = 5 \text{ cm}$$

La tubería irá enterrada desde su salida del pozo hasta llegar a la estructura que soporta el depósito para continuar verticalmente, y guiado a través del mismo mediante tornillos en U, hasta desembocar en la parte superior del depósito.

### • BOMBA DE IMPULSIÓN

La potencia necesaria para impulsar el agua desde el pozo hasta el tanque de almacenamiento se calcula mediante la expresión

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_{eq}$$

Donde:

P: Densidad del agua (1000kg/m<sup>3</sup>).

g: Constante gravitatoria (9,81 m/s<sup>2</sup>).

Q: Caudal [m<sup>3</sup>/h].

H<sub>eq</sub>: Altura equivalente de bombeo

La altura equivalente de bombeo es

$$H_{eq} = H_d + H_{st} + H_{p\acute{e}rdidas} + \left( Q_{AP} \frac{H_{dt} - H_{st}}{Q_T} \right)$$

Siendo:

H<sub>d</sub>: Altura del depósito desde el suelo [m].

H<sub>st</sub>: Altura del nivel estático del agua [m].

H<sub>pérdidas</sub>: Altura de las pérdidas por fricción [m].

Q<sub>T</sub>: Caudal de prueba, extraído durante la prueba de bombeo [m<sup>3</sup>/h].

Q<sub>AP</sub>: Caudal aparente,  $\left( Q_{AP} = \frac{Q_T}{24} \right)$

La altura de fricción equivalente es el resultado de la caída de presión debida al rozamiento del líquido con el interior de la tubería. Estas pérdidas de carga dependen de la longitud de la tubería, de su diámetro y del coeficiente de fricción f, el cual depende a su vez de la rugosidad de la superficie interior del tubo y de las características de la corriente (régimen laminar o turbulento).

Además, se dan pérdidas por rozamiento en los distintos elementos del circuito como codos, elementos en T, salidas y entradas de depósitos, filtros, etc.

Así,

$$H_{\text{pérdidas}} = H_{\text{fricción}} + H_{\text{localizadas}}$$

$$H_{\text{pérdidas}} = f \cdot \frac{L \cdot V^2}{d \cdot 2g} + \frac{V^2}{2g} \cdot \sum_i K$$

Donde:

f: Coeficiente de fricción.

L: Longitud del tubo [m].

V: Velocidad del fluido por el interior del conducto [m/s].

D: Diámetro del conducto[m].

K: Coeficiente de pérdidas de cada elemento.

Para llegar a conocer el valor de f se necesita conocer la rugosidad relativa la tubería, dependiente del material y del diámetro de la misma. Para una tubería de diámetro de 50 mm de acero galvanizado, se tiene

$$\frac{\varepsilon_r}{D} = \frac{0,15 \text{ mm}}{50 \text{ mm}}$$

Conocido este dato sólo es necesario hallar el número de Reynolds característico de esta conducción, que servirá para caracterizar el flujo de agua en el interior de la tubería.

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} = \frac{0,283 \left(\frac{m}{s}\right) \cdot 0.05m}{1,307 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/s} = 10833$$

De manera que el flujo de agua que recorre la tubería será turbulento.

Conocidos ya todos los parámetros necesarios para la obtención del factor de fricción, se obtiene el mismo en el diagrama de Moody correspondiente a la figura siguiente.

La intersección en dicho diagrama de la línea de rugosidad constante y la vertical desde  $Re = 5416$  nos lleva a un valor de

$$f=0.05$$

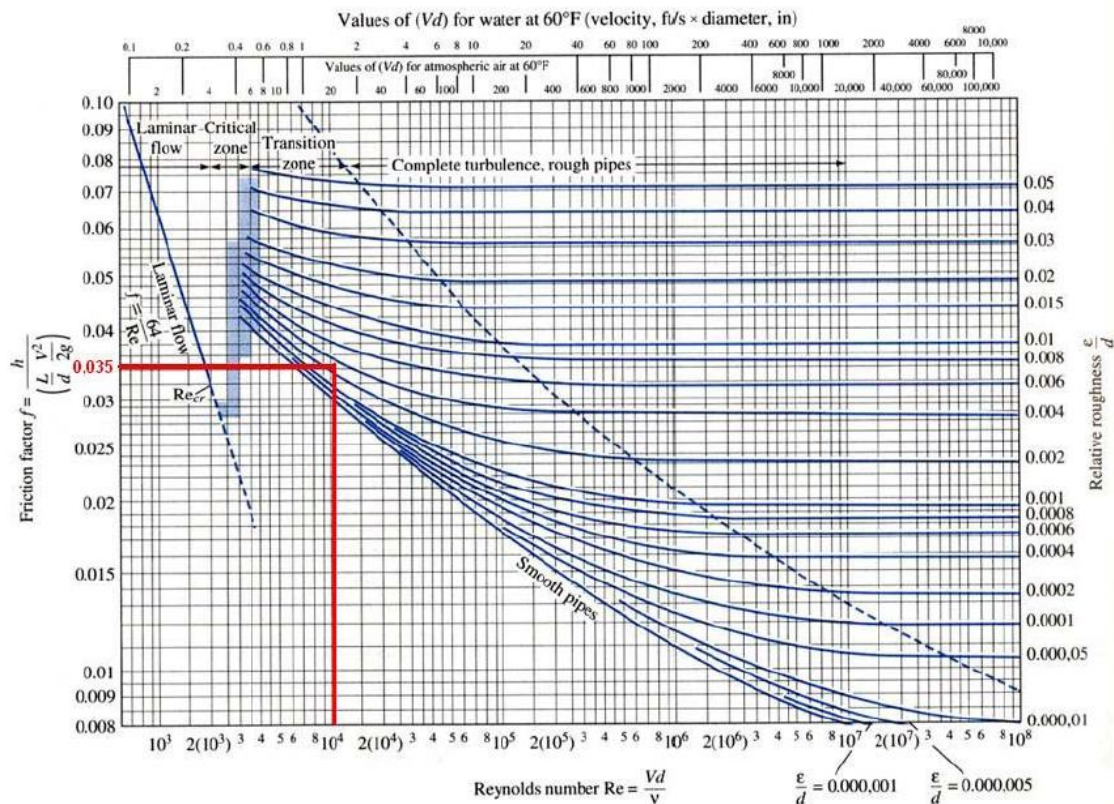


Ilustración 41: Diagrama de Moody

La pérdida de carga en la tubería considerando únicamente la fricción en el tubo será entonces:

$$H_{\text{fricción}} = f \cdot \frac{L \cdot V^2}{d \cdot 2g} = 0.035 \cdot \frac{20\text{m} \cdot (0,283 \frac{\text{m}}{\text{s}})^2}{0.05 \cdot 2 \cdot 9.81\text{m/s}^2} = 0.058\text{m}$$

Puede comprobarse que las pérdidas de carga por fricción son mínimas frente al resto de alturas.

En el caso de las pérdidas localizadas,

$$H_{\text{localizadas}} = \frac{V^2}{2g} \cdot \sum_i K$$

Los distintos valores de  $K$  se corresponden con el tipo de elemento por el que circula el fluido.

Debido a que no se realiza el diseño detallado de la instalación de bombeo, con sus respectivos codos de tubería, no es posible calcular de forma precisa las pérdidas localizadas por lo que se tomará un valor aproximado de  $K=0,41$ , suponiendo que la conducción pueda tener entre 2 y 3 codos de  $90^\circ$ . Así pues, el valor aproximado para las pérdidas localizadas vendrá dado por

$$H_{\text{localizadas}} = \frac{V^2}{2g} \cdot \sum_i K = \frac{(0.283 \frac{m}{s})^2}{2 \cdot 9.81 m/s^2} \cdot (3 \cdot 0.41) = 0.005m$$

Al igual que las pérdidas por fricción a lo largo de la tubería, las pérdidas localizadas en los distintos elementos de la línea son mínimas.

Una vez realizado el cálculo de pérdidas puede calcularse la altura equivalente de bombeo

$$H_{eq} = H_d + H_{st} + H_{p\acute{e}rdidas} + \left( Q_{AP} \frac{H_{dt} - H_{st}}{Q_T} \right) = 6m + 9m + 0.063m + 0.084 \left( \frac{10.5-9}{2} \right)m = 15.125$$

Con estos cálculos, predichos de algunas aproximaciones necesarias para su realización, es posible calcular la potencia requerida por la bomba (asumiendo un rendimiento genérico de la bomba de  $\eta_{MB}=0.45$ ).

$$P = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H_{eq}}{\eta_{MB}} = \frac{1000 \left( \frac{kg}{m^3} \right) \cdot 9.81 \left( \frac{m}{s^2} \right) \cdot 0.000555 (m^3/s) \cdot 15.126m}{0.45}$$

$$P=183,0 W$$

Se escogerá una bomba de 240 W, por esta la potencia de las bombas comerciales actualmente en el mercado que más se ajusta a las necesidades del proyecto.

Esta potencia demandada por la bomba será suministrada también mediante la energía generada por la microred, tomándose dicha bomba de extracción de agua como una carga más a añadir al sistema solar fotovoltaico-eólico

Para realizar una instalación más compacta, que facilite tanto el montaje como el mantenimiento, se opta por incluir la bomba dentro de las cargas totales. De este modo su tratamiento será similar al de cualquier electrodoméstico de corriente alterna.

## • SISTEMA LÓGICO DE FUNCIONAMIENTO

El llenado del depósito se regulará mediante un sencillo circuito lógico que incluirá un programador temporal.

De esta forma:

- Si el depósito no se encuentra lleno y llega la hora de conexión, la bomba actuará hasta llenar el depósito.
- Si llegase la hora de conexión y el depósito de encontrarse lleno la bomba no entraría en funcionamiento.
- Si no estuviésemos en hora de funcionamiento programada pero se detectase un bajo nivel en el

depósito, se dará un estado de “emergencia” en el que la bomba arrancará y funcionará hasta llenar el depósito.

## 6.3 DEMANDA ELÉCTRICA

El sistema de captadores fotovoltaicos deberá suministrar energía eléctrica suficiente para abastecer a las viviendas y todos los sistemas asociados, como ACS y bombeo de agua desde el canal de regadío.

Cuanto más precisa sea la información sobre consumos manejada, más ajustado será el dimensionado del sistema, de manera que se optimicen los recursos disponibles alejándonos del sobredimensionado y los costes asociados a él, que en estas instalaciones son elevados.

Se deberán tener en cuenta varias cuestiones para el cálculo de la demanda eléctrica de la comuna. La primera de ellas es el tipo de consumo, ya que se deberá sopesar no sólo el consumo diario (energía que se debe producir y almacenar para cubrir el consumo a lo largo del periodo establecido) sino también el consumo pico o potencia a suministrar en cada momento.

Asimismo, es de gran importancia la temporalidad de la demanda en este tipo de instalaciones. Dimensionar una instalación que soporte todo el consumo de una vivienda de forma simultánea implica un gran número de paneles y baterías, los elementos más costosos del sistema. Por ello, se tiende a distribuir las cargas en el tiempo de forma que no supongan una demanda a un mismo tiempo.

Elegir este tipo de energía implica un proceso previo de concienciación. El consumo en este tipo de instalaciones debe ser si cabe más responsable que en una instalación conectada a red, y debe buscar el ahorro y la máxima eficiencia posibles.

Por tanto para el estudio de las cargas en la vivienda debe tenerse en cuenta como ya se ha mencionado tanto la potencia nominal de cada elemento como su período de actividad durante el día.

En la siguiente figura se detalla la estructura de consumo de una casa típica en la localidad de Mocha:

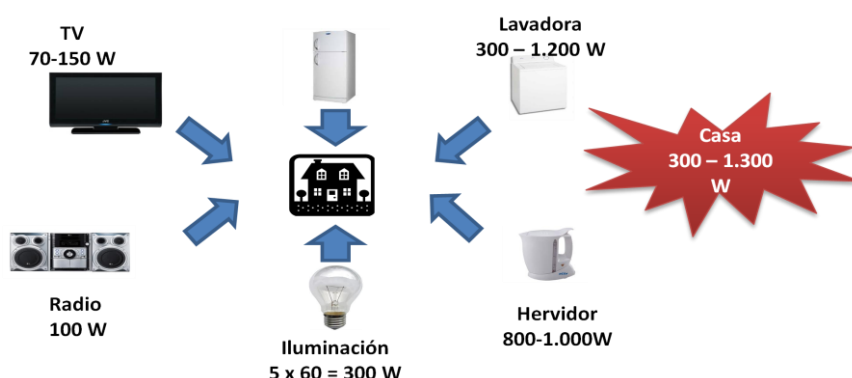


Ilustración 42: Consumo promedio de una casa en Mocha.

En la siguiente tabla se recogen los consumos de todas las cargas que demandan electricidad en la

vivienda, viniendo dados a través de su potencia y el tiempo de utilización.

EQUIPO	POTENCIA	CANTIDAD	FRECUENCIA DE USO	TIEMPO DE USO	Wh/Día
Frigorífico	32W	1	Diario	24h	768
Lavadora	400 W	1	Cada 3 Días	0.67h	268
Hervidor	800 W	1	Diario	0.03h	24
Iluminación					
• Salón	60 W	1	Diario	2h	120
• Dormitorios	60 W	2	Diario	2h	240
• Cocina	60 W	1	Diario	1h	60
• Baño	60 W	1	Diario	1h	60
Radio	100 W	1	Diario	1h	100
Televisión	120 W	1	Diario	2.5h	300
<b>TOTAL</b>					<b>1946</b>

Tabla 22: Consumo eléctrico diario en vivienda.

Sumando todas las cargas se obtiene una potencia consumida en una vivienda tipo de 1946 Wh/día.

Multiplicando la potencia requerida en una vivienda de la localidad de Mocha, por el número de hogares habitados en ésta, que como se mencionó anteriormente es de 23 viviendas, se obtiene un total de 44758 Wh/día.

Además de las cargas de la vivienda, el sistema deberá alimentar a las bombas del sistema de distribución de agua desde el canal de regadío y de la circulación del sistema de ACS, como se muestra a continuación.

EQUIPO	POTENCIA	CANTIDAD	FRECUENCIA DE USO	TIEMPO DE USO	Wh/Día
--------	----------	----------	-------------------	---------------	--------

Bomba Extracción Agua	240 W	1	Diario	2.5h	600
Bomba Circulación ACS	5 W	2x23	Diario	4h	920
Bomba presurizado circuito agua fría	5 W	1x23	Diario	1.5h	172.5
Bomba Presurizado Circuito ACS	5 W	1x23	Diario	1.5h	172.5
<b>TOTAL</b>					<b>2033</b>

Tabla 23: Consumos eléctricos diarios de las bombas de ACS y extracción.

Lo que finalmente supone un consumo de energía total de 46791 Wh/día.

Puede comprobarse que, teniendo la precaución de no mantener los aparatos que más consumen simultáneamente activos, podríamos disminuir la potencia total necesaria de la instalación. Además, se tratará de que la utilización de los equipos que más consumen coincida con las horas centrales del día, tiempo en el que la energía captada será máxima y se minimizará la descarga de las baterías.

Se tomara por tanto el mayor consumo calculado para el diseño, que será la suma del consumo de todas las cargas, tanto vivienda como sistemas complementarios.

La potencia en corriente continua vendrá dada por la expresión:

$$E_{cc} = \sum_i (P_{cci} \cdot h_i)$$

Donde:

$P_{cci}$ : Potencia del equipo i de corriente continua, en vatios [W]

$h_i$ : Horas de utilización diaria del equipo i.

Entre los equipos considerados, únicamente se empleará corriente continua para el frigorífico. Así pues:



$$E_{cc} = P_{frig} \cdot h_{frig} = 768 W_{DC}$$

Del mismo modo se calcula la potencia consumida en alterna.

$$E_{AC} = \sum_i (P_{ACi} \cdot h_i)$$

Donde:

$P_{ACi}$ : Potencia del equipo i de corriente alterna, en vatios [W].

$h_i$ : Horas de utilización diaria del equipo i.

Exceptuando el frigorífico el resto de equipos eléctricos consumirán potencia en alterna, lo que supone un consumo total

$$E_{AC} = 3211 W_{AC}$$

El consumo total diario,  $E_D$  [Wh/día] será la suma de los consumos de corriente alterna y continua, teniendo además en cuenta los rendimientos de regulador e inversor.

$$E_D = \frac{E_{CC}}{\eta_{REG}} + \frac{E_{AC}}{\eta_{REG} \eta_{INV}}$$

Donde:

$\eta_{REG}$ : Rendimiento del regulador. Se toma un valor aproximado de 0,98.

$\eta_{INV}$ : Rendimiento del inversor. Para esta aproximación tomaremos un valor de 0.8

Por la tanto la energía total demandada por la instalación teniendo en cuenta tanto el consumo de aparatos como bombas de la instalación de ACS en las 23 viviendas y bomba de extracción de agua será:

$$E_D = 54785.97 \text{ Wh}$$

## CÁLCULO Y DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

## 7.1 INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA

Para empezar a diseñar la instalación definiremos la orientación y la inclinación que tendrán que tener los colectores térmicos. Los captadores se han de situar orientados al Norte, con una desviación máxima recomendable de  $\pm 45^\circ$ . Estas desviaciones no afectan significativamente a las prestaciones de la instalación tal y como se puede apreciar en la figura siguiente:

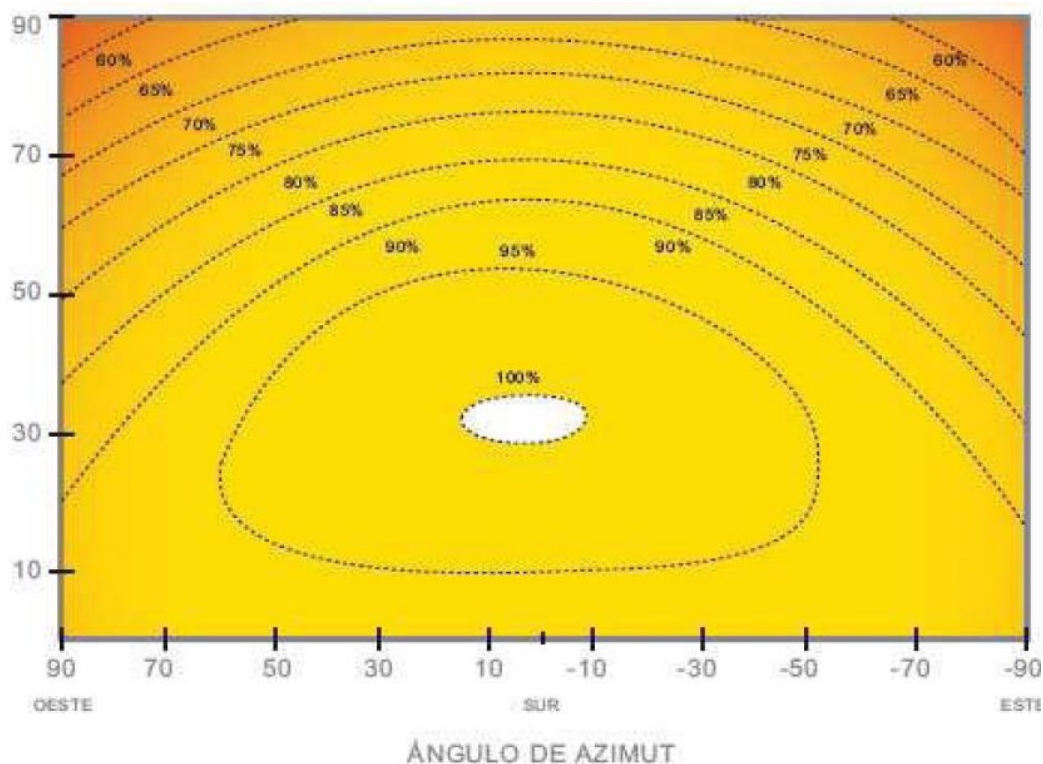


Ilustración 43: Influencia de las desviaciones en orientación e inclinación sobre la radiación máxima disponible. Fuente: SST I

La inclinación viene determinada en función de la época del año de máxima utilización de la instalación, concretamente en función de cómo es la variación del consumo de ACS. Ésta puede clasificarse como: anual constante (consumo de ACS  $\pm 25\%$  respecto del valor medio anual), preferentemente estival (consumo de ACS durante al menos cuatro meses de verano es superior en un 50% al valor medio anual) o preferentemente invernol (el consumo de agua caliente durante al menos cuatro meses de invierno es superior en un 50% al valor medio anual).

UTILIZACIÓN PRINCIPAL	INCLINACIÓN
TODO EL AÑO	LATITUD GEOTRÁFICA
ESTIVAL	LATITUD GEOGRÁFICA -10°
INVERNAL	LATITUD GEOGRÁFICA +10°

En nuestro caso nos encontramos con el ejemplo de una utilización de la instalación anual constante ya que el consumo medio de ACS es de 124,12 kWh/mes y las variaciones respecto a éste, como ya se trató con anterioridad, no superan el 25% en ningún mes del año.

Estos condicionantes hacen imprescindible, en la gran mayoría de los casos, colocar los captadores sobre unos soportes, a menos que la propia estructura de la vivienda esté pensada para albergarlos de forma integrada o superpuesta.

Así, nuestro valor óptimo de inclinación de los colectores es igual a la latitud geográfica de la zona. Como se ha comentado anteriormente la latitud de la comuna de Quillota es de 20°.

Una vez definidos estos parámetros debemos escoger el colector que mejor se adapta a nuestras necesidades térmicas.

Se dispone de un listado con más de 80 modelos de colectores térmicos con las distintas características técnicas y prestaciones. De estos modelos solo se estudiarán aquellos que tengan un rendimiento medio mínimo del 40 % y una superficie o área de apertura máxima de 3 m<sup>2</sup>.

El rendimiento mínimo, asegura que se usa un colector mínimamente eficiente y el área se fija por viabilidad de integración en una vivienda y porque áreas superiores con estos rendimientos mínimos generan más energía térmica de la necesaria.

Para elegir el modelo que se utilizará, se comparará la contribución solar media de un colector de cada modelo (que refleja la proporción de energía requerida por la vivienda que se abastece) con el rendimiento medio de este colector. De este modo se obtiene el siguiente gráfico:

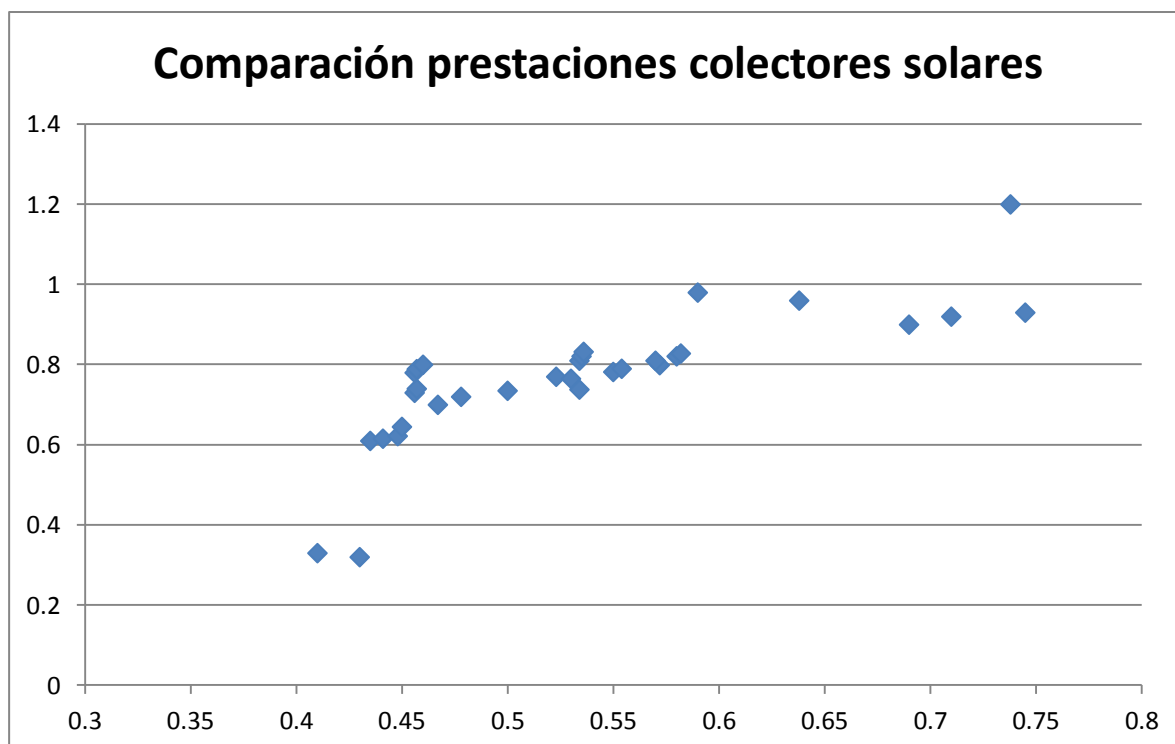


Ilustración 44: Comparación prestaciones de los distintos colectores solares estudiados.

Si analizamos los resultados, observamos que algunos de los modelos estudiados tienen una contribución solar es muy reducida (inferior al 57 %).

Por otro lado, y teniendo en cuenta las condiciones de la instalación objeto de estudio así como su finalidad, captadores solares con un excesivo rendimiento supondrían una generación de energía superior a la demandada en la mayoría de los meses.

Así, el modelo de captadores escogidos para la instalación solar de ACS será el tipo vertical, UNISOL 60 BASIC, cuyos parámetros característicos se recogen a continuación:

PARÁMETRO	VALOR
FACTOR PERDIDAS LINEAL $K1 (W/m^2 \cdot K)$	3.539
FACTOR PERDIDAS SECUNDARIO $K2 (W/m^2 \cdot K^2)$	0.024
$\eta_0$	0.764
Superficie Absorción ( $m^2$ )	1.91
Rango de Caudales	25-150 l/h

Tabla 24: Factor de perdidas captador solar.

Con estos parámetros se calcula la curva de rendimiento del colector mediante la expresión:

$$\eta = 0,94 \cdot \eta_0 - \frac{K1 \cdot (Tm - Ta)}{I} - \frac{K2 \cdot (Tm - Ta)^2}{I}$$

Siendo:

$\eta$ : Rendimiento medio mensual del sistema de captación

0,94: Coeficiente de corrección del efecto de la variación del ángulo de incidencia de la luz solar sobre el captador a lo largo del día y la suciedad.

$\eta_0$ : rendimiento óptico del colector

$K1, K2$ : Coeficientes lineales de pérdidas térmicas ( $m^2 \cdot K/W$ ) y ( $m^2 \cdot K^2/W$ )

$Tm$ : Temperatura media del captador (K)

$Ta$ : Temperatura ambiente mediana diurna, durante las horas de sol (K)

$I$ : Intensidad de radiación mediana durante las horas de sol ( $W/m^2$ )

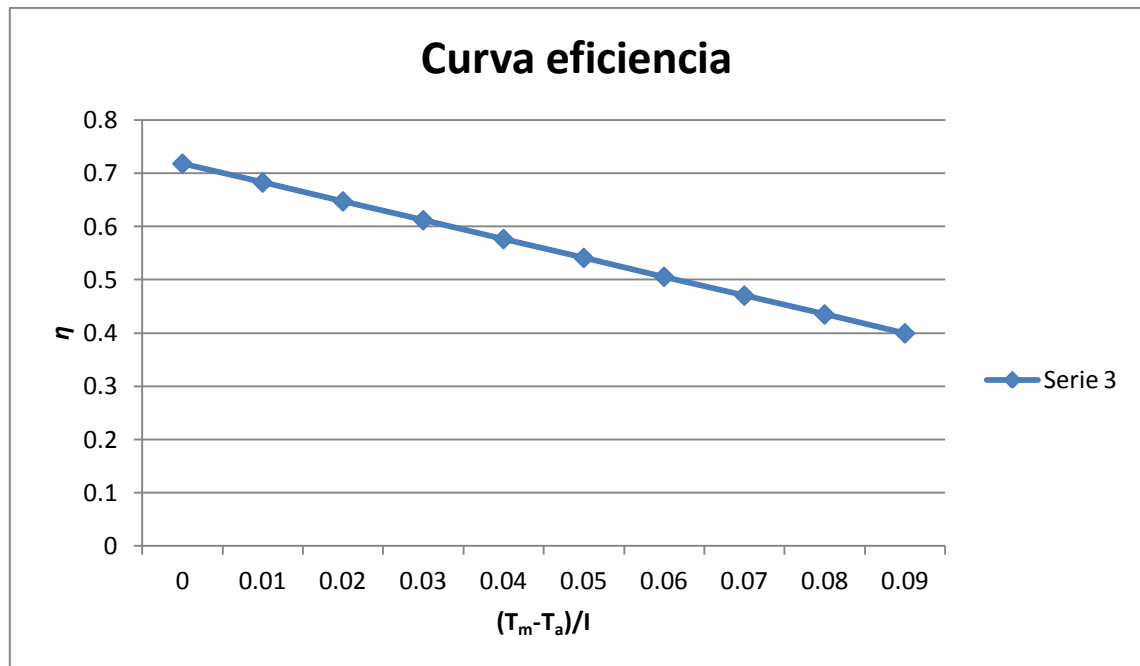


Ilustración 45: Curva de eficiencia.

### 7.1.1 BALANCE ENERGÉTICO EN LOS CAPTADORES

A través de la ecuación del rendimiento solar medio expresada en el apartado anterior, se calculará la energía aportada por el sistema elegido, de manera que será posible determinar su viabilidad y considerar la solución final de la instalación.

Así pues, fueron definidas en apartados anteriores los parámetros necesarios para el cálculo: Radiación solar, temperatura y horas de sol diarias en la localidad de Mocha.

El problema en la expresión para el cálculo del rendimiento solar medio, es que la temperatura media de la placa no puede conocerse de manera simple. Para conocerla con precisión hay que medirla directamente mediante una serie de sensores térmicos colocados convenientemente.

Una manera sencilla de obtenerla es aceptando la simplificación de que esta temperatura es la media entre la temperatura de entrada,  $T_e$ , y la temperatura de salida  $T_s$ . La simplificación habitual, sin embargo, es tomar toda la placa a la temperatura de entrada del colector, apareciendo un nuevo factor adimensional conocido como factor de calor removido, FR, que se define como el cociente entre el calor absorbido por el fluido y el transferido cuando se considera la placa a la misma temperatura de entrada al colector.

Para ello partimos de la expresión para el rendimiento de un captador:

$$\eta = \frac{\text{Energía captada}}{\text{Energía recibida}} = \frac{Q}{Sc \cdot I_T}$$

Substituyendo en esta expresión el valor de  $Q$  que incluye el valor del factor eficacia (Fr):

$$F_r = \frac{Sc \cdot [I_T \cdot (\tau \cdot \alpha)_n - U_L \cdot (T_m - T_a)]}{Sc \cdot [I_T \cdot (\tau \cdot \alpha)_n - U_L \cdot (T_e - T_a)]}$$

$$\eta = \frac{Sc \cdot [F_r \cdot I_T \cdot (\tau \cdot \alpha)_n - F_r \cdot U_L \cdot (T_e - T_a)]}{Sc \cdot I_T}$$

Donde:

Q: energía útil del captador (W).

Sc: superficie de captación (m<sup>2</sup>).

Fr·(τ · α)<sub>n</sub>: término que se identifica con la ordenada en el origen de una recta (adimensional) (Coeficiente óptico)

Fr·UL: término que se identifica con la pendiente de una recta (W/m<sup>2</sup>·K). (coeficiente de pérdidas)

I<sub>T</sub>: radiación incidente total sobre el captador, por unidad de superficie (W/m<sup>2</sup>).

T<sub>m</sub>: temperatura media de la placa absorbente.

T<sub>e</sub>: temperatura del fluido caloportador a la entrada del captador.

T<sub>a</sub>: temperatura ambiente

Si se considera un caudal constante, y suponiendo también constantes (α)<sub>n</sub> y

UL, esta curva se asemeja a la ecuación de una recta: y = b – mx, por lo que la ecuación de rendimiento de un captador solar será:

$$\eta = F_r \cdot (\tau \cdot \alpha)_n - \frac{F_r \cdot U_L \cdot (T_e - T_a)}{I_T}$$

El análisis de esta curva indica que el comportamiento de los captadores solares será mejor:

- Cuanto mayor sea su coeficiente óptico (ordenada en el origen).
- Cuanto menor sea su coeficiente de pérdidas (pendiente)

A fin de observar todas las variables incidentes en un sistema de captación solar, la ecuación de rendimiento debe ser afectada en su ordenada en el origen, factor que determina la radiación captada por el colector, por dos coeficientes correctores atribuibles a:

1) A que el rendimiento teórico determinado por el constructor del colector, es obtenido en base a un ensayo de exposición a radiación solar perpendicular a su superficie. Es por ello que la ecuación de rendimiento debe ser afectada por un coeficiente reductor equivalente al efecto de la variación angular de la radiación solar sobre la superficie colectora a lo largo del día.

2) Y al efecto de envejecimiento y suciedad de la cubierta transparente afecta decisivamente al comportamiento de este a lo largo de su vida útil.

El efecto compuesto de ambos fenómenos puede ser valorado en una reducción del 6% en la radiación captada por el colector según lo define CENSOLAR.

En el caso que nos ocupa, y teniendo en cuenta los parámetros de colector elegido, la ecuación de la curva de rendimiento quedará de la siguiente forma:

$$\eta = 0.94 \cdot 0.764 - 3.539 \frac{(T_e - T_a)}{I_T}$$

A efectos prácticos, la temperatura  $T_e$  se tomará como la temperatura a la que se demanda la carga energética, por lo tanto, 45 °C.

Finalmente, por tanto, los resultados obtenidos para cada mes del año son:

De estos datos se obtiene la siguiente tabla:

MES	RADIACIÓN INCIDENTE (kWh/m <sup>2</sup> ·día)	T <sub>e</sub> (°C)	T <sub>amb</sub> (°C)	Horas sol diarias	Irradiancia Incidente (W/m <sup>2</sup> )	η (%)
ENERO	7.68	45	30.1	13.0	590.77	62.89
FEBRERO	7.16	45	29.3	12.6	568.25	62.04
MARZO	6.36	45	29.3	12.1	525.62	61.25
ABRIL	5.20	45	27.9	11.6	448.28	58.32
MAYO	4.30	45	26.1	11.0	390.91	54.71
JUNIO	3.74	45	24.1	10.8	346.30	50.46
JULIO	3.97	45	23.9	11.0	360.91	51.13
AGOSTO	5.10	45	24.8	11.3	451.33	55.98
SEPTIEMBRE	6.31	45	25.9	11.9	530.25	59.07
OCTUBRE	7.66	45	27.2	12.4	617.74	61.62
NOVIEMBRE	8.51	45	28.3	12.9	659.69	62.86
DICIEMBRE	8.55	45	28.5	13.2	647.73	62.80

Tabla 25: Rendimiento mensual del sistema de captación.

Así pues, para obtener el valor de la radiación aprovechada por el captador se multiplica el rendimiento medio del captador por la radiación incidente y se aplican los mismos factores de pérdidas comentados anteriormente.

De este modo, puede calcularse la energía generada por el sistema de captación térmica, evaluando la energía aprovechada por el sistema utilizando uno o dos colectores.

En los cálculos presentados hasta el momento las variables observadas tenían una relación directa con la superficie de captación, ignorando el rendimiento que pudiera presentar el resto de elementos participantes en el sistema.

Como la valoración del resto de elementos precisa de un pre-dimensionamiento de la superficie de



captación, se ha continuado el cálculo, estimando un rendimiento energético del resto de equipos de un 85%, es decir unas pérdidas energéticas de un 15% atribuibles a las pérdidas en la acumulación, en la distribución y en el intercambiador entre primario y secundario.

MES	RADIACIÓN APROVECHADA A CAPTADOR (kWh/m <sup>2</sup> ·día)	ENERGÍA APROVECHADA A POR EL SISTEMA (kWh/m <sup>2</sup> ·día)	ENERGÍA APROVECHADA A POR EL SISTEMA 1 COLECTOR (kWh/día)	ENERGÍA APROVECHADA A POR EL SISTEMA 2 COLECTORES (kWh/día)
ENERO	4.83	4.11	7.84	15.68
FEBRERO	4.44	3.78	7.21	14.42
MARZO	3.90	3.31	6.32	12.65
ABRIL	3.03	2.58	4.92	9.85
MAYO	2.35	2.00	3.82	7.64
JUNIO	1.89	1.60	3.06	6.13
JULIO	2.03	1.73	3.30	6.59
AGOSTO	2.85	2.43	4.63	9.27
SEPTIEMBRE	3.73	3.17	6.05	12.10
OCTUBRE	4.72	4.01	7.66	15.33
NOVIEMBRE	5.35	4.55	8.68	17.37
DICIEMBRE	5.37	4.56	8.72	17.43

Tabla 26: Energía aprovechada por el sistema con uno o dos colectores.

Si realizamos el cálculo mensual de la energía aprovechada por el sistema, formado por uno o dos colectores y lo comparamos con la energía necesaria para el sistema de ACS de la vivienda obtenemos la siguiente tabla:

MES	ENERGÍA NECESARIA PARA ACS VIVIENDA (kWh/mes)	ENERGÍA APROVECHADA POR 1 COLECTOR (kWh/mes)	CONTRIBUCIÓN SOLAR MENSUAL 1 COLECTOR (%)	ENERGÍA APROVECHADA POR 2 COLECTORES (kWh/mes)	CONTRIBUCIÓN SOLAR MENSUAL 2 COLECTORES (%)
ENERO	112.30	243.08	100.00	486.17	100.00
FEBRERO	104.17	201.92	100.00	403.84	100.00
MARZO	115.33	196.04	100.00	392.08	100.00
ABRIL	117.46	147.69	100.00	295.39	100.00
MAYO	129.15	118.39	91.67	236.78	100.00
JUNIO	131.67	91.91	69.80	183.82	100.00
JULIO	138.22	102.15	73.90	204.30	100.00
AGOSTO	133.90	143.68	100.00	287.36	100.00
SEPTIEMBRE	126.24	181.53	100.00	363.07	100.00
OCTUBRE	124.40	237.55	100.00	475.10	100.00
NOVIEMBRE	115.79	260.53	100.00	521.06	100.00
DICIEMBRE	140.81	270.24	100.00	540.48	100.00
CS media (%)		94.61		100.00	

Tabla 27: Contribución solar de la instalación con uno o dos colectores.

Como se puede observar, el valor de contribución solar media de la instalación en el caso de utilizar un único colector solar alcanza un valor más que aceptable del 94.61%, haciendo de ésta solución la más adecuada para los requerimientos de la vivienda, evitando el exceso de generación de energía que se produciría en el caso de instalar dos colectores solares por vivienda.

Por tanto, y como se muestra en la siguiente comparativa gráfica, las necesidades energéticas del sistema de ACS quedaría cubiertas al 100 % durante 9 meses del año, siendo algo inferior en la temporada invernal, tiempo en el cual el sistema de apoyo se encargará de cubrir dichas carencias.

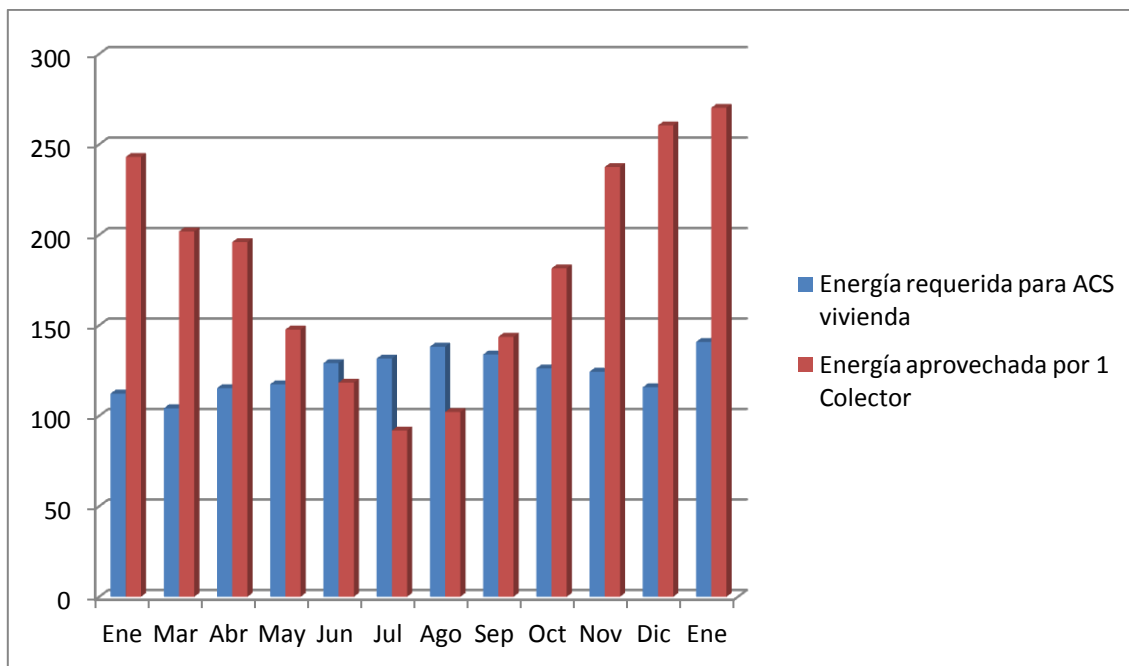


Ilustración 46: Comparación demanda y producción de energía para ACS con un colector.

## 7.2 INSTALACIÓN HÍBRIDA FOTOVOLTÁICA-EÓLICA

### 7.2.1. POTENCIA INSTALADA

En viviendas aisladas de la red eléctrica basadas en sistemas híbridos para el suministro de electricidad resulta muy importante utilizar lo más eficiente posible los aparatos de consumo.

La utilización de aparatos de alta eficiencia y bajo consumo supone una reducción en la demanda energética de la instalación y por tanto en el dimensionado y coste final del sistema híbrido. En iluminación se utilizan las lámparas fluorescentes que tienen un gran rendimiento lumínico con bajo consumo eléctrico. Estos, a diferencia de los de incandescencia funcionan a temperaturas bajas. Por ello su rendimiento es mucho más elevado (entre 30 y 50 %, aproximadamente).

En general la electrificación convencional se lleva a cabo en corriente alterna pero en el mercado existe una amplia gama de aparatos eléctricos para corriente continua y el uso de estas supone que no hace falta la inclusión de un inversor en el sistema, simplificando así la instalación. En este caso todos los consumos funcionan en corriente alterna.

Para las cargas eléctricas no sólo importa la potencia nominal, se debe tomar en consideración también la potencia pico o potencia de conexión.

Sin embargo, teniendo en cuenta las condiciones del entorno y de conformidad con los requisitos de las viviendas del poblado, para realizar el dimensionado de la instalación eléctrica se considerarán las tablas para el consumo de los aparatos de consumo y para el alumbrado que se especificaron en el apartado 6.3 de este documento.

### 7.2.2. SISTEMA EÓLICO

#### 7.2.2.1 Estudio del Suministro eólico

Para realizar el dimensionado de la instalación eléctrica fotovoltaica se han considerado los aparatos eléctricos y luminarias actualmente utilizadas en una vivienda tipo de la comuna de Mocha.

Así pues, el consumo será uno de los factores más importantes a tener en cuenta ya que de este, se hace necesario un aumento o disminución del suministro eléctrico.

A continuación se adjunta una tabla recogiendo el resumen de los cálculos presentados con anterioridad:

<b>CONSUMO TOTAL (Wh)</b>	46791
<b>Rendimiento inversor</b>	0.8
<b>Rendimiento regulador</b>	0.98
<b>Consumo total con pérdidas (Wh)</b>	54785.97

Tabla 28: Consumo eléctrico total en las 23 viviendas de la comuna.

Habiéndose obtenido ya los datos del consumo eléctrico necesarios, otro de los factores variables e

importantes para poder hacer una aproximación de la cantidad de energía eléctrica a producir por el aerogenerador, es estimar la cantidad de viento que incidirá en este aparato.

La variación de velocidad con respecto a la altura depende esencialmente de la rugosidad del terreno. Superficies lisas producen una variación suave al contrario que superficies de gran rugosidad. Por tanto, para un mejor aprovechamiento de la energía del viento interesa la presencia de terrenos lisos y despejados.

Las elevaciones del terreno, como colinas, montañas, pueden ocasionar un aumento de velocidad si el perfil es suave o pueden disminuir la velocidad si se tratan de grandes pendientes.

Los obstáculos como edificios, árboles o accidentes del terreno, provocan en general los efectos desfavorables: una disminución de la velocidad del viento y un aumento de las turbulencias.

El torre del aerogenerador es la estructura que soporta la maquina eólica (turbina). Este tiene que ser capaz de aguantar el empuje del viento, proporcionar el giro libre de obstáculos para las alas, pero también que proporciona una altura a la que la velocidad de viento aporta un alto rendimiento.

Para calcular la altura optima de la torre para proporcionar el máximo rendimiento del aerogenerador, se tendrán en cuenta velocidades del viento a diferentes alturas.

El aumento o la disminución de la velocidad del viento en función de la altura, en terrenos no demasiado complejos, puede evaluarse mediante el modelo de la ley potencial:

$$V(h_1) = V(h_2) \cdot \left(\frac{h_1}{h_2}\right)^\alpha$$

Donde:

$V(h_1)$ : Velocidad del viento que se desea estimar, a la altura  $h_1$  del suelo;

$V(h_2)$ : Velocidad del viento conocida a una altura  $h_2$ ;

$h_1$ : Altura a la que se quiere estimar la velocidad del viento;

$h_2$ : Altura de referencia;

$\alpha$ : Valor que depende de la rugosidad existente en la ubicación, horas diarias, temporada, temperatura, el relieve de terreno, etc.

TIPO DE TERRENO	FACTOR $\alpha$
Liso (mar, arena, nieve)	0.10-0.3
Rugosidad moderada (hierba, cultivos)	0.13-0.20
Rugoso (Bosques, edificaciones)	0.20-0.27
Muy rugoso (ciudades)	0.27-0.40
Promedio mundial*	0.14

\* Dependiente de todos los parámetros mencionados; valor utilizado en los cálculos

Tabla 29: Estimación del valor Alfa.

La variación de velocidad con respecto a la altura depende esencialmente de la rugosidad del

terreno. Superficies lisas producen una variación suave al contrario que superficies de gran rugosidad. Por tanto, para un mejor aprovechamiento de la energía del viento interesa la presencia de terrenos lisos y despejados.

Las elevaciones del terreno, como colinas, montañas, pueden ocasionar un aumento de velocidad si el perfil es suave o pueden disminuir la velocidad si se tratan de grandes pendientes.

Los obstáculos como edificios, árboles o accidentes del terreno, provocan en general los efectos desfavorables: una disminución de la velocidad del viento y un aumento de las turbulencias.

En el caso que nos ocupa, la zona, al tratarse de un área semidesértica de montaña, puede considerarse de rugosidad moderada, sin obstáculos.

Habiéndose obtenido ya los datos de velocidad media del viento en el apartado 5.2 de este mismo documento, se puede realizar la estimación de la potencia que suministrará el generador eólico.

Los generadores eólicos para funcionamiento aislado presentan una problemática claramente diferenciada respecto de los sistemas conectados a red. En el caso de instalaciones conectadas a la red, la planta eólica suministra la energía de acuerdo a las condiciones de viento. En el caso de instalaciones aisladas hay que cubrir las necesidades de demanda por lo que son necesarios sistemas de acumulación y regulación.

	POTENCIA NOMINAL
Micro-aerogeneradores	$P_n < 250 \text{ W}$
Mini-aerogeneradores	$250 \text{ W} < P_n < 50 \text{ kW}$
Pequeños aerogeneradores	$1 \text{ kW} < P_n < 50 \text{ kW}$
Aerogeneradores de media potencia	$50 \text{ kW} < P_n < 750 \text{ kW}$
Aerogeneradores de gran potencia	$P_n > 750 \text{ kW}$

Tabla 30: Categorías de aerogeneradores.

Para este proyecto, se tendrán en cuenta diferentes modelos de mini-aerogeneradores y pequeños generadores disponibles en el mercado para abastecimiento eléctrico de viviendas y bombeo de agua.

Debido a que el potencial eólico de la zona, ya calculado en este documento, es menor que el solar, será la instalación fotovoltaica la que suministre la mayor parte de la energía eléctrica consumida, siendo así un único generador eólico el que será utilizado en la instalación.

Teniendo en cuenta todas las condiciones anteriormente mencionadas, el mini-generador eólico

seleccionado para la instalación es:

ROTOR	BORNAY 3000 W
Número de hélices	2
Diámetro	4mts
Material	Fibra de vidrio/carbono
SISTEMA ELÉCTRICO	
Tipo	Alternador trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal (W)	3000 W
Voltaje (V)	24/48/120
VELOCIDAD DEL VIENTO	
Arranque (m/s)	3.5
Potencia nominal (m/s)	12
Freno automático (m/s)	14

Tabla 31: Características técnicas mini.aerogenerador Bornay.



Ilustración 47: Aerogenerador Bornay 3000

Siendo sus curvas de potencia y producción:

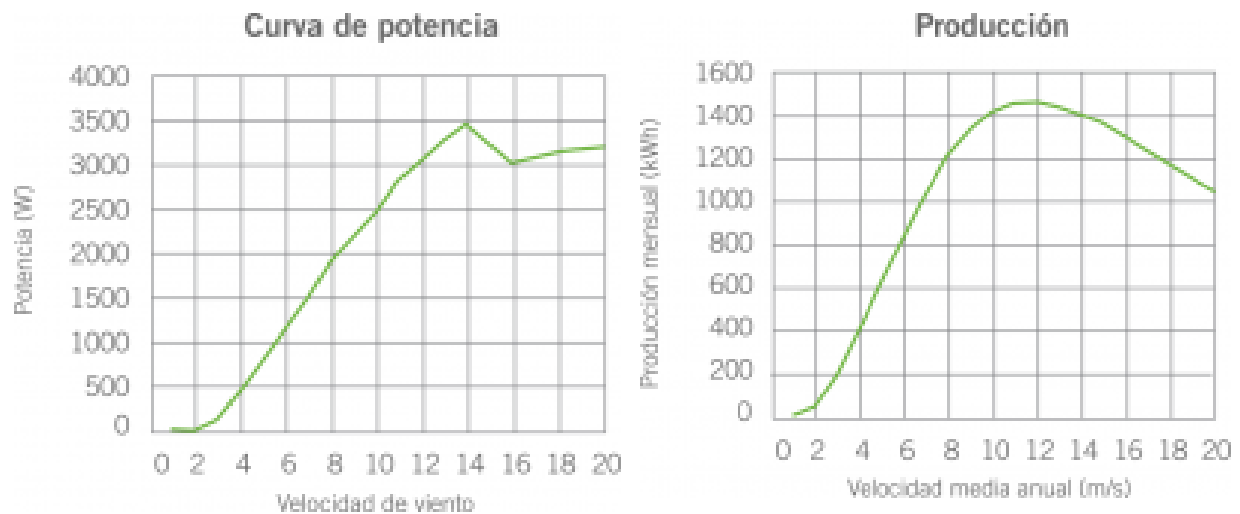


Ilustración 48: Curvas de potencia y producción aerogenerador Bornay.

Utilizando el software de cálculo del recurso eólico proporcionado por el Ministerio de Energía del Gobierno de Chile, obtenemos las velocidades medias del viento para las alturas de 25 y 35m, con el objetivo de poder determinar la altura óptima de la torre del aerogenerador.

Mes	Medio Diario	Mínimo Diario	Máximo Diario	Variabilidad
	m/s	m/s	m/s	m/s
Enero	$3.4 \pm 0.6$	$0.5 \pm 0.1$	$7.3 \pm 1.3$	$0.2 \pm 0.1$
Febrero	$3.2 \pm 0.6$	$0.3 \pm 0.1$	$7.3 \pm 1.4$	$0.2 \pm 0.1$
Marzo	$3.2 \pm 0.6$	$0.4 \pm 0.1$	$7.1 \pm 1.3$	$0.2 \pm 0.1$
Abril	$3.6 \pm 0.7$	$0.8 \pm 0.1$	$7.0 \pm 1.3$	$0.4 \pm 0.2$
Mayo	$3.5 \pm 0.6$	$0.7 \pm 0.1$	$6.8 \pm 1.2$	$1.0 \pm 0.4$

Mes	Medio Diario	Mínimo Diario	Máximo Diario	Variabilidad
	m/s	m/s	m/s	m/s
Enero	$3.3 \pm 0.6$	$0.4 \pm 0.1$	$7.3 \pm 1.3$	$0.2 \pm 0.1$
Febrero	$3.2 \pm 0.6$	$0.3 \pm 0.1$	$7.3 \pm 1.4$	$0.2 \pm 0.1$
Marzo	$3.2 \pm 0.6$	$0.4 \pm 0.1$	$7.1 \pm 1.3$	$0.3 \pm 0.1$
Abril	$3.6 \pm 0.7$	$0.6 \pm 0.1$	$7.1 \pm 1.3$	$0.4 \pm 0.2$
- Mayo	$3.5 \pm 0.6$	$0.7 \pm 0.1$	$6.9 \pm 1.2$	$1.1 \pm 0.4$
- Junio	$2.9 \pm 0.5$	$0.6 \pm 0.1$	$5.9 \pm 1.1$	$0.7 \pm 0.3$

Agosto	$3.6 \pm 0.6$	$0.8 \pm 0.1$	$6.7 \pm 1.2$	$1.1 \pm 0.4$
Septiembre	$3.8 \pm 0.7$	$0.9 \pm 0.2$	$7.1 \pm 1.3$	$1.0 \pm 0.4$
Octubre	$3.7 \pm 0.7$	$0.6 \pm 0.1$	$7.4 \pm 1.3$	$1.0 \pm 0.4$
Noviembre	$3.6 \pm 0.7$	$0.7 \pm 0.1$	$7.4 \pm 1.3$	$0.4 \pm 0.1$
Diciembre	$3.3 \pm 0.6$	$0.6 \pm 0.1$	$7.1 \pm 1.3$	$0.2 \pm 0.1$
TODOS	$3.5 \pm 0.2$	$0.7 \pm 0.0$	$7.1 \pm 0.4$	$1.0 \pm 0.1$

Ilustración 49: Velocidades del viento medias a 25m de altura en la localidad de Mocha.



Haciendo una comparativa entre las velocidades del viento a las diferentes alturas calculadas (5m, 25m y 35m), se observa que las velocidades máximas del viento se alcanzan a medida que la altura aumenta. Se optará por elegir una torre de 32m de altura para el aerogenerador.

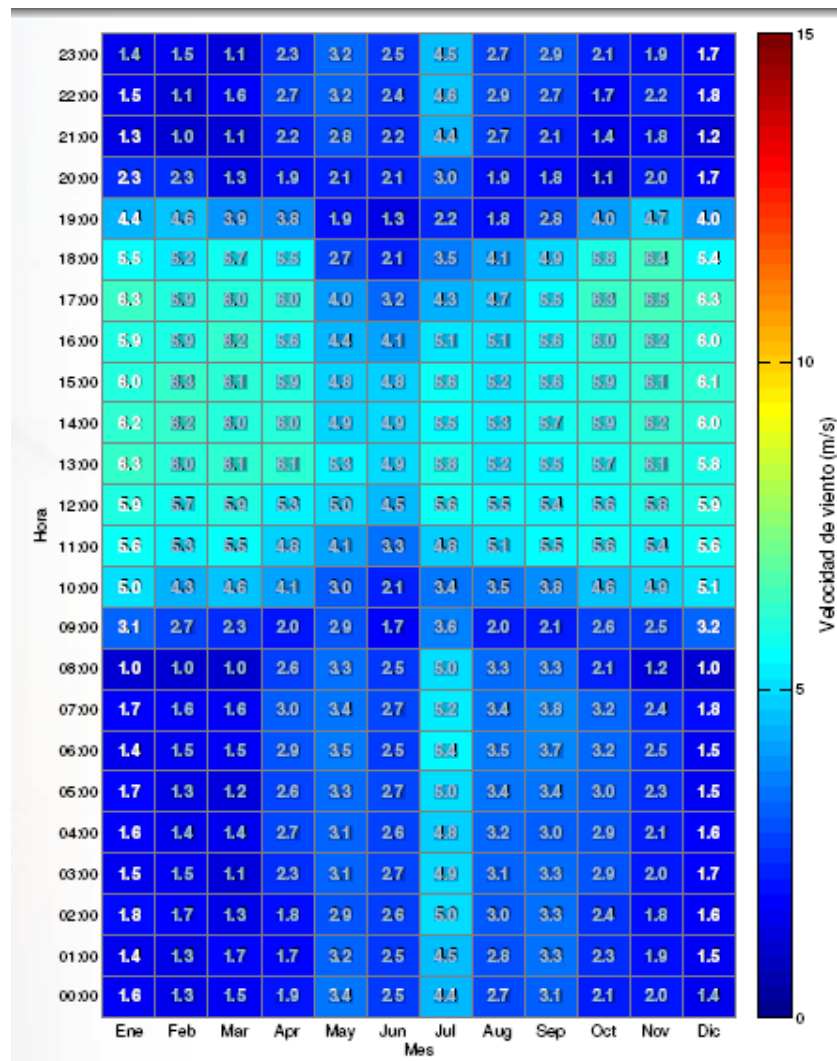


Ilustración 51: Velocidad del viento a 35m según la hora del día.

Se puede observar además, que las velocidades del viento son más altas en los meses de invierno, tiempo en el que el aerogenerador alcanzará su máximo de aporte energético, coincidiendo con la reducción de horas de sol y por tanto, del rendimiento del sistema fotovoltaico. De esta manera, se conseguirá cubrir las necesidades energéticas, diseñando un sistema mixto que aportará energía los 365 días del año.

### 7.2.2.2 Energía producida por el aerogenerador para una altura de 32m

Así pues, una vez obtenidas la velocidad del viento a una altura de 35 m y junto con la curva de potencia del mini-aerogenerador (proporcionado por el fabricante) se obtiene la potencia que entregará el aerogenerador, realizando los siguientes cálculos:

Energía acumulada a cada intervalo de velocidad de viento:

$$\frac{\text{Energía}}{\text{Mes}} = P_{\text{aerogenerador}} \cdot [P_V \cdot (\frac{\text{Horas}}{\text{Mes}})]$$

Donde:

Energía/mes: Energía eléctrica producida por el miniaerogenerador [Wh]

$P_{\text{aerogenerador}}$ : Potencia extraída de la curva de potencia [W]

$P_V$ : Probabilidad de viento

Horas/mes: Cantidad de horas del mes [h]

Para el cálculo de la probabilidad de viento se utilizará la distribución de Weibull, obteniendo así la energía eléctrica que se produce en un mes.

Así pues, la función de densidad de la distribución de Weibull para la variable aleatoria V está dada por la siguiente expresión:

$$P(V) = \frac{k}{A} \left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{V}{A}\right)^k\right]$$

Donde:

V: Variable aleatoria que, para el caso que nos ocupa, representa la velocidad del viento [m/s]

k: Parámetro de forma ( $0 < k < \infty$ ) [adimensional]

A: Parámetro de escala ( $0 < A < \infty$ ) [m/s]

Los parámetros k y A se calculan según las siguientes expresiones:

$$k = \left( \frac{\sigma}{V_{media}} \right)^{-1.086}$$

$$A = \frac{V_{media}}{\gamma(1 + \frac{1}{k})}$$

Donde:

$V_{media}$ : Velocidad media del viento (m/s)

$\sigma$ : Desviación estándar

$\gamma(1+1/k)$ : Representa el valor de la función  $\gamma(n) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{n-1} dx$ . Estos valores se pueden encontrar tabulados para  $n < 2$ .

En nuestro caso:

$$n = 1 + \frac{1}{k} = 1.09$$

#### Función gamma

n	$\gamma(n)$	n	$\gamma(n)$	n	$\gamma(n)$	n	$\gamma(n)$	n	$\gamma(n)$
1,00	1	1,20	0,91817	1,40	0,88726	1,60	0,89352	1,80	0,93138
1,01	0,99433	1,21	0,91558	1,41	0,88676	1,61	0,89468	1,81	0,93408
1,02	0,98884	1,22	0,91311	1,42	0,88636	1,62	0,89592	1,82	0,93685
1,03	0,98355	1,23	0,91075	1,43	0,88604	1,63	0,89724	1,83	0,93969
1,04	0,97844	1,24	0,90852	1,44	0,88581	1,64	0,89864	1,84	0,94261
1,05	0,9735	1,25	0,9064	1,45	0,88566	1,65	0,90012	1,85	0,94561
1,06	0,96874	1,26	0,9044	1,46	0,8856	1,66	0,90167	1,86	0,94869
1,07	0,96415	1,27	0,9025	1,47	0,88563	1,67	0,9033	1,87	0,95184
1,08	0,95973	1,28	0,90072	1,48	0,88575	1,68	0,905	1,88	0,95507
1,09	0,95546	1,29	0,89904	1,49	0,88595	1,69	0,90678	1,89	0,95838
1,10	0,95135	1,30	0,89747	1,50	0,88623	1,70	0,90864	1,90	0,96177
1,11	0,9474	1,31	0,896	1,51	0,88659	1,71	0,91057	1,91	0,96523
1,12	0,94359	1,32	0,89464	1,52	0,88704	1,72	0,91258	1,92	0,96877
1,13	0,93993	1,33	0,89338	1,53	0,88757	1,73	0,91467	1,93	0,9724

Tabla 32: Función gamma para diferentes valores de n.

Así pues obtenemos la siguiente curva de probabilidad para una velocidad media de 3.7 m/s.

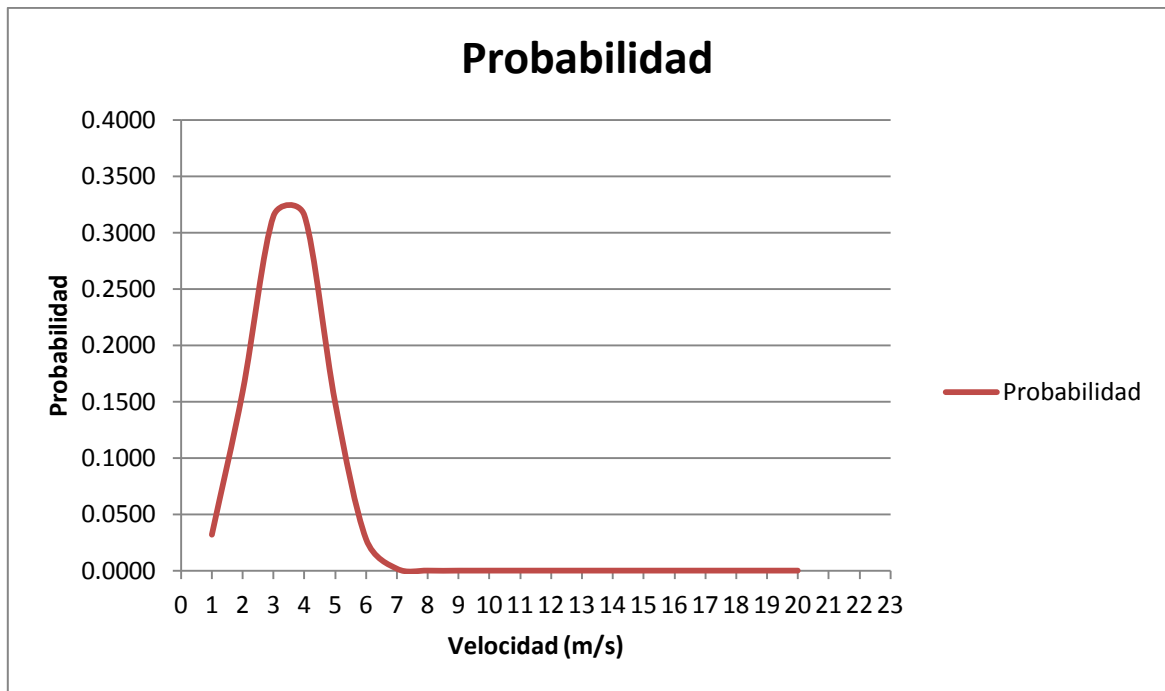


Ilustración 52: Curva de probabilidad para una velocidad media de 3.7 m/s.

Como puede observarse, la probabilidad se distribuye entre los valores de velocidades de 1 a 7 m/s como consecuencia del pequeño valor de la desviación típica en los valores de velocidades tomados por horas en los diferentes meses del año.

La cantidad de horas por año son 8760 h/año, lo que mensualmente (dividiéndolo entre los doce meses) nos da aproximadamente 730 h/mes..

Se tendrá entonces:

P real (W)	V (m/s)	P(V)	Horas/mes	Energía/mes (Wh/mes)
0	1	0.0319	23.28984949	0
0	2	0.1592	116.2181892	0
200	3	0.3150	229.984484	45996.8968
450	4	0.3155	230.32252	103645.134
600	5	0.1489	108.6983518	65219.0111
1100	6	0.0280	20.42980099	22472.7811
1500	7	0.0017	1.230731263	1846.09689
1900	8	0.0000	0	0
2100	9	0.0000	0	0
TOTAL		1.0003	730.1739268	239179.92

Tabla 33: Energía suministrada por un aerogenerador Bornay 3000.

### 7.2.2.3 Regulador del mini-aerogenerador

El regulador de carga utilizado será el proporcionado por el mismo fabricante del mini-aerogenerador.

El regulador será el encargado de convertir la tensión alterna en tensión continua, para poder almacenarla en las baterías.

Así pues el regulador escogido tiene las siguientes características eléctricas:

VOLTAJE	INTENSIDAD
24V	150 A
48 V	75 A
120 V	Conexión a red

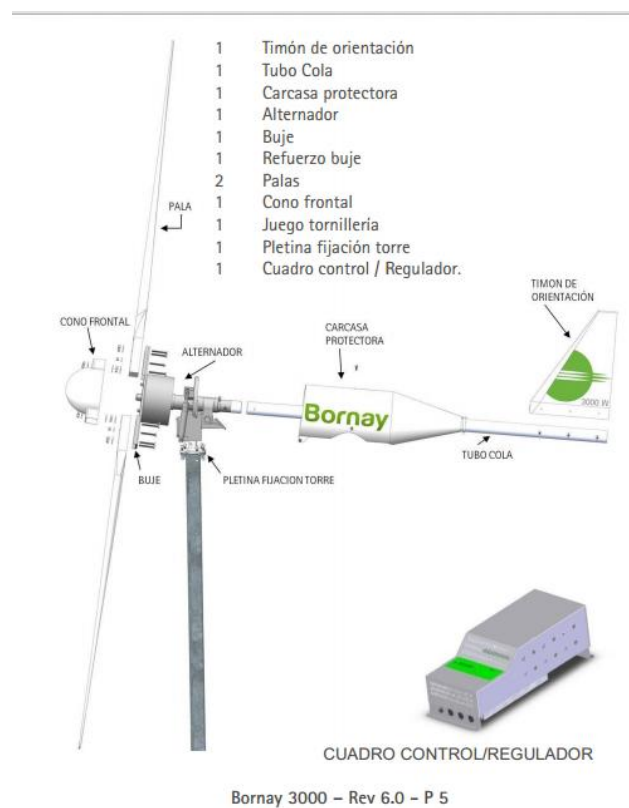


Ilustración 53: Características físicas del aerogenerador y regulador seleccionados.

## 7.2.3. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTÁICO

### 7.2.3.1 Estudio del suministro fotovoltaico.

Al igual que en el caso de los paneles solares para aporte de calor del sistema de ACS, la inclinación y colocación de los módulos fotovoltaicos seguirá el criterio establecido en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas aisladas de Red, en el que se especifica una inclinación óptima para un uso anual de la instalación de  $L-10^\circ$ , siendo L la latitud del lugar.

Así pues se obtendrá la máxima radiación posible en el lugar de ubicación del sistema fotovoltaico.

### 7.2.3.2 Aporte del sistema fotovoltaico

En función de la energía producida por el sistema eólico, se dimensionará el sistema fotovoltaico.

La instalación fotovoltaica se diseñará siguiendo el método “*del mes más desfavorable*”, siendo los factores en juego, radiación solar y consumo eléctrico. Ya que el consumo eléctrico en el poblado se considera constante durante todo el año anual, el mes más desfavorable será aquel en el que la radiación solar sea mínima, en nuestro caso, Junio.

MES	Radiación solar (MJ/m <sup>2</sup> /mes)	KWh/m <sup>2</sup> /mes
ENERO	758.7	210.75
FEBRERO	662.1	183.92
MARZO	682.7	189.64
ABRIL	572.9	159.14
MAYO	515.8	143.28
JUNIO	444.2	123.39
JULIO	476	132.22
AGOSTO	581	161.39
SEPTIEMBRE	649.4	180.39
OCTUBRE	769.8	213.83
NOVIEMBRE	792.7	220.19
DICIEMBRE	822.2	228.39
ANUAL	7727.4	2146.5

Tabla 34: Irradiación media mensual sobre plano horizontal en la localidad de Mocha.

Consumo eléctrico mensual (kWh)	1643.579
Consumo eléctrico diario (kWh)	54.785
Producción de energía eólica mensual (kWh)	239.180
Producción de energía eólica diaria (kWh)	1.306
Energía a producir por el sistema FV diariamente (kWh)	53.479
% aporte sistema FV	97.6%

Tabla 35: Aportación energética necesaria del sistema fotovoltaico.

### 7.2.3.3 Voltaje de la instalación

Los niveles de voltaje DC utilizados generalmente en sistemas FV son 12, 24 o 48V. En este caso, debido a que el sistema deberá producir una cantidad considerablemente grande de energía (abastecimiento de 23 casas), se escoge trabajar con un voltaje DC de 48 V.

La principal ventaja que representa este nivel de voltaje es que al aumentar la tensión disminuye la corriente en los conductores que conectan el generador FV, el regulador y la batería, por lo que pueden emplearse cables de sección más pequeña manteniendo la regulación de voltaje dentro de límites aceptables.

Una ventaja adicional consiste en que al trabajar a 48 V se colocan más paneles en serie, lo que disminuye la corriente de cortocircuito del generador y por consiguiente se reduce la corriente máxima que deberá manejar el regulador, con lo que se reducen los costos asociados a la compra de este tipo de equipos.

Una vez conocido el valor mínimo de radiación mensual, que corresponde al mes de Junio. Es necesario definir la potencia del panel solar que se empleará para calcular la cantidad total de paneles necesaria.

El número de paneles necesario ( $N_p$ ) se calcula empleando el número de horas pico solares del peor mes del año y la potencia pico del panel escogido:

$$N_p = \frac{E}{0.9 * W_p * HPS}$$

Donde:

E: Consumo energético real [kWh]

$N_p$ : Número de paneles necesario

$W_p$ : Potencia pico del panel escogido [kW]

HPS: Número de horas pico solares del peor mes del año



El número de horas pico solares, HPS, se refiere al número de horas diarias de luz solar equivalentes referidas a una irradiancia constante  $I=1\text{kWh/m}^2$ , a la cual se mide siempre la potencia de los paneles.

La irradiación  $H$  ( $\text{kWh/m}^2$ ), es igual al producto de la irradiancia de referencia,  $I$ , y las horas pico solares, HPS. Como  $I=1\text{kWh/m}^2$ , se tiene entonces que los valores numéricos de la irradiación y las horas pico solares son iguales.

$$H \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] = 1 \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] * HPS[h]$$

Por tanto el número de HPS para el mes de Junio en el poblado de Mocha será:

MES MÁS DESFAVORABLE	KWh/m <sup>2</sup> /mes	HPS[h]
JUNIO	123.39	123.39

Tabla 36: Irradiación y HPS del mes más desfavorable.

La cantidad de energía producida por un panel a lo largo de todo el día, es equivalente a la energía que se produciría en las horas de pico solar si el panel opera a su potencia máxima o nominal ( $W_p$ ). Dicha potencia es el principal parámetro que describe el funcionamiento del panel y la especificación más importante en el dimensionamiento del generador FV.

#### 7.2.3.4 Consumo eléctrico real

El primer paso en el diseño de los componentes consiste en estimar la cantidad total de energía que el sistema de generación deberá poder suministrar a las cargas conectadas en la comuna.

Se tiene que el consumo eléctrico diario estimado que deberá aportar el sistema fotovoltaico es igual a 53.48 kWh. Esta cantidad corresponde al consumo eléctrico teórico, por lo que debe calcularse el consumo eléctrico real, teniendo en cuenta los diferentes factores de pérdidas asociadas a la instalación. Se tiene así:

$$E=E_t/R$$

Donde:

$E$ : consumo eléctrico real [kWh]

$E_t$ : Consumo eléctrico teórico [kWh]

$R$ : Rendimiento global de la instalación fotovoltaica [adimensional]

Por otro lado, el rendimiento global de la instalación fotovoltaica se calcula según la siguiente ecuación:

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) \cdot \left(1 - \frac{k_a}{P_d}\right)$$

Donde:

**Kb:** Coeficiente de pérdidas debidas al rendimiento del acumulador:

0,05 en sistemas que no se producen descargas intensas

0,1 en sistemas con descargas profundas

**kc:** Coeficiente de pérdidas en el inversor:

0,005 para inversores de salida senoidal pura, en condiciones óptimas.

0,1 para condiciones de trabajo lejos de las óptimas

**kv:** Coeficiente de pérdidas varias (transmisión, efecto Joule, etc.)

El intervalo de valores de este parámetro que se toma como referencia es

$0,05 < k_v < 0,15$

**ka:** Coeficiente de autodescarga diaria de las baterías, los valores típicos son

0,002 para baterías de baja autodescarga (Ni-Cd)

0,005 para baterías estacionarias de plomo ácido (las más usuales)

0,012 para baterías de alta autodescarga (SLI)

**N:** Días de autonomía de la instalación

4-10 días como valores de referencia

**Pd:** Profundidad de descarga diaria de la batería:

No deberá exceder el 80% de la capacidad nominal del acumulador.

Para el caso que nos ocupa se consideran los valores siguientes:

El coeficiente pérdidas en el acumulador (**kb**) se toma igual a 0,1 considerando la posibilidad de que se presenten descargas profundas.

El coeficiente de pérdidas en el inversor (**kc**) tendrá un valor promedio de 0,01 tomando en cuenta que las condiciones de operación de los inversores podrían ocasionalmente alejarse de los valores nominales, pero que se instalará aparatos de alta calidad.

El coeficiente de pérdidas varias (**kv**) se considera de 0,15 debido a que la energía generada deberá transmitirse hacia los hogares a través de una línea que alcanza aproximadamente los 300 m de longitud en su extremo más lejano, por lo que se generan pérdidas considerables en los conductores AC. Así mismo, la cantidad de energía que deberá generarse en la instalación es considerablemente alta para un voltaje máximo de 48V, lo que implica el uso de cables DC de sección grande y pérdidas resistivas adicionales.

Se considera un coeficiente de autodescarga diaria de las baterías (**ka**) igual a 0,005; que corresponde a baterías de plomo ácido.

En el diseño de sistemas FV autónomos se considera usualmente un valor de diseño de 4 a 6 días de autonomía. Si se aumenta la cantidad de días de autonomía deben incorporarse una mayor cantidad de baterías al banco y aumenta el tiempo que necesita el generador para poder recargarlas.

En este caso se dispone de un motor generador de electricidad que funciona con diesel, que es el que alimenta las cargas actualmente. Como se pretende usar este generador como una fuente de respaldo, puede reducirse la cantidad de días de autonomía de la instalación, ya que se pretende que si se agota la energía disponible en las baterías, pueda activarse el motor generador durante un lapso de tiempo para realizar la recarga de las mismas. Por esta razón el sistema se diseñará para que brinde un solo día de autonomía, lo que se traduce en un ahorro ya que se necesitan menos baterías y el sistema sigue siendo autónomo.

Finalmente, la profundidad de descarga diaria de las baterías se escoge de 80% para evitar los daños derivados de las descargas profundas.

Considerando los valores dados, se obtiene el siguiente rendimiento global de la instalación y consumo energético real:

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) \cdot (1 - \frac{k_a}{P_d}) = 0.75$$

$$E = \frac{Et}{R} = \frac{53.48}{0.75} = 71.3 \text{ kWh/día}$$

### 7.2.3.5 Módulos fotovoltaicos escogidos.

A partir de valor de consumo eléctrico real calculado, la cantidad de paneles solares necesarios para el funcionamiento del sistema se calcula considerando que el generador FV deberá ser capaz de abastecer la carga conectada durante el mes con la irradiación solar promedio más baja.

De acuerdo con lo mencionado en el apartado 7.2.3.2 de este capítulo, el nivel de radiación para el peor mes en la zona de interés es de 123.39 kWh/m<sup>2</sup>/mes, o lo que es lo mismo, 4.113 kWh/día. Es necesario ahora definir la potencia del panel solar que se empleará para calcular la cantidad total de paneles necesaria.

El precio medio de los módulos fotovoltaicos, aumenta proporcionalmente a la potencia nominal de los mismos. Cuando se emplean paneles de baja potencia el precio por unidad es menor pero se requiere una mayor cantidad de unidades para conforma el generador, pasa lo contrario si escogen paneles de potencias más altas, por lo que la potencia del panel escogido debe lograr un equilibrio entre estos factores. Se escoge entonces que los paneles sean de una potencia promedio cercana a los 100 Wp a 12 V, ya que este es un valor nominal altamente estandarizado que se encuentra

fácilmente en los mercados y permite satisfacer los requerimientos de la instalación.

El modelo escogido es el ISOFOTON-100, cuyas características técnicas se resumen a continuación:

<b>POTENCIA NOMINAL (WP)</b>	100 W
<b>TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO (V<sub>OC</sub>)</b>	21.6 V
<b>CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (I<sub>SC</sub>)</b>	6.54 A
<b>TENSIÓN EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (V<sub>MAX</sub>)</b>	17.4 V
<b>CORRIENTE EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (I<sub>MAX</sub>)</b>	5.74 A
<b>EFICIENCIA</b>	14.5%

Tabla 37: Características técnicas del módulo elegido.

Escogiendo este valor de potencia, el número de paneles solares a instalar será:

$$N_p = \frac{E}{0.9 \cdot W_p \cdot HPS} = \frac{71.3 \frac{kWh}{día} \cdot 30 días}{0.9 \cdot 0.100 kW \cdot 123.39 h} = 192.61 \text{ módulos}$$

Para poder conformar grupos de 4 paneles de 12 V que permitan operar a 48 V, se instalará un total de 196 módulos.

### 7.2.3.6 Orientación, inclinación y sombras:

Como consecuencia de las características del terreno, el sistema mixto de producción eléctrica se situará en una zona relativamente próxima al poblado, con el fin de minimizar pérdidas asociadas al transporte de dicha energía, en un espacio completamente desértico, asegurando la no presencia de objetos o árboles que proyecten sombra sobre los módulos fotovoltaicos en ningún momento del día.

La orientación de los módulos fotovoltaicos será hacia el Norte, consiguiendo un ángulo acimutal de la superficie igual a 0°.

Esta configuración permite balancear las posibilidades de captación entre la mañana y la tarde si se suponen características similares de irradiación. Aunque una variación de hasta 30° en el azimutal puede provocar variaciones mínimas de alrededor de 1%. Con dicha orientación ( $\delta = 0^\circ$ ), la máxima captación en promedio anual se obtiene inclinando los paneles un ángulo igual a la latitud de la región en que se instalan. Las variaciones en la inclinación de  $\pm 15^\circ$  respecto al ángulo óptimo produce una reducción aproximada del 2,5% en la capacidad de captación del panel.

Teniendo en cuenta estas condiciones, los módulos fotovoltaicos se instalarán con una inclinación

igual a la latitud del lugar ( $\beta=19.8^\circ$ ) y orientados al Norte ( $\delta = 0^\circ$ ).

La separación entre filas de paneles se establece de modo que al medio día o doce horas solares del día más desfavorable del año (altura solar mínima), la sombra de la arista superior de una fila de colectores como máximo debe proyectarse sobre la arista inferior de la fila siguiente.

La altura solar mínima a las doce horas solares será como regla nemotécnica:

$$H_M = (90^\circ - \text{Latitud}) - 23^\circ = (90^\circ - 19.8^\circ) - 23^\circ = 47.2^\circ$$

La distancia mínima entre filas (d) será:

$$d = \frac{h(\sin a)}{(\tan H_M)}$$

Donde:

H: Longitud del panel [m]

A: Inclinación del panel [grados]

$H_M$ : Altura mínima del sol al mediodía solar [m]

Así tendremos:

$$d = \frac{h(\sin a)}{(\tan H_M)} = \frac{0.654\text{m} \cdot 2 \cdot (\sin 20^\circ)}{\tan 47.2^\circ} = 0.414\text{ m}$$

Teniendo en cuenta que se colocarán en grupos de 4 y por tanto la longitud de cada grupo será el doble de la longitud de un módulo de forma individual.

### 7.2.3.7 Estructura de soporte mecánica para el generador

Pueden emplearse diversos materiales para tales estructuras: aluminio, acero inoxidable, hierro galvanizado o madera tratada, entre otros.

La estructura de soporte debe ser capaz de resistir un mínimo de 10 años expuesta a la intemperie, sin que la corrosión o fatiga del material sea apreciable. Debe también soportar vientos de altas velocidades (120 km/h).

Los módulos fotovoltaicos con marco deben fijarse a la estructura únicamente mediante elementos de acero inoxidable.

Las estructuras de soporte estáticas son generalmente preferibles a las de seguimiento.

El diseño de la estructuras de soporte debe facilitar la limpieza de los módulos fotovoltaicos y la inspección de las cajas de conexión.

El montaje de dichas estructuras debe preservar su resistencia a la fatiga, corrosión y efectos del viento.

Por tanto, si se emplean estructuras de soporte con capacidad para cuatro módulos, para un total de 196 módulos, se requieren 49 estructuras para la instalación fotovoltaica.

### 7.2.3.8 Regulador fotovoltaico

El dimensionamiento del regulador de carga se realiza en base a la corriente de cortocircuito del generador FV. En este caso tenemos 196 paneles de 100 Wp, la corriente de cortocircuito de un panel de esta potencia es, de acuerdo con lo especificado en las hojas de fabricante de aproximadamente 6.54 A. Esto implica una corriente máxima de corto circuito del generador de 343 A (considerando que los paneles se colocan en grupos de 4 para alcanzar los 48 V).

CARÁCTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	STECA TAROM 440
Tensión nominal (V)	48
Intensidad máxima de entrada (A)	40 A
Intensidad máxima de salida (A)	40 A
Sobrecarga admisible (%)	25%
Autoconsumo (mA)	<14
Perdida máxima generación/consumo (W)	3.1/1.0 W (30A)

Tabla 38: Características del regulador Steca Tarom 440.

CARÁCTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	XANTREX C-40
Tensión nominal (V)	12/24/48
Intensidad máxima de entrada (A)	40 A
Intensidad máxima de salida (A)	40 A
Sobrecarga admisible (%)	25%
Autoconsumo (mA)	<15
Perdida máxima generación/consumo (W)	3.1/1.0 W (20A)

Tabla 39: Características del regulador Xantrex C-40.

CARÁCTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	LEO 20 50 A
Tensión nominal (V)	12/24
Intensidad máxima de entrada (A)	50 A
Intensidad máxima de salida (A)	40 A
Sobrecarga admisible (%)	20%
Autoconsumo (mA)	<14
Perdida máxima generación/consumo (W)	3.1/1.0 W (30A)

Tabla 40: Características del regulador Leo20 50<sup>a</sup>

Ya que los reguladores comerciales no exceden los 50 A de capacidad, se ha considerado la configuración de tal manera que cada regulador de 50 A controle 7 conjuntos de 4 paneles en serie,

es decir serían necesarias 7 unidades que deberán conectarse en paralelo.

Considerando los distintos modelos de reguladores fotovoltaicos disponibles en el mercado, y teniendo en cuenta la necesidad de que éstos tengan un valor promedio de 50 A, se ha optado por el modelo de regulador Solener RSD 50, cuyas características técnicas son:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	SOLENER RSD 50
Tensión nominal (V)	Bitensión 12/24
Intensidad máxima de entrada (A)	50
Intensidad máxima de salida (A)	40
Sobrecarga admisible (%)	25
Autoconsumo (mA)	<15
Perdida máxima generación/consumo (W)	3.1/1.0 (30A)

Tabla 41: Características técnicas del regulador fotovoltaico seleccionado.

## 7.2.4 SISTEMA DE ACUMULACIÓN

De acuerdo con lo descrito anteriormente, empleando el consumo real calculado en la sección 7.2.3.4 de este capítulo, una profundidad de descarga del 80% para un voltaje de la instalación de 48V con 1 día de autonomía, se obtiene que la capacidad necesaria del banco de baterías es:

$$C_{total} = \frac{1.1 \cdot (N_d \cdot \text{Energía consumida})}{P_{descarga\ max} \cdot V_N}$$

Donde:

$C_{Total}$ : Capacidad total a instalar [Ah]

$N_d$ : Número de días sin aporte solar [d]

Energía consumida: Energía consumida diariamente en la población [Wh/día]

$P_{descarga\ máx}$ : Profundidad de descarga máxima de la batería

$V_N$ : Tensión de nominal del sistema [V]

$$C_{total} = \frac{1.1 \cdot (N_d \cdot E)}{P_{descarga\ max} \cdot V_N} = \frac{1.1 \cdot (1\text{ día} \cdot 54785\text{Wh/día})}{0.8 \cdot 48\text{V}} = 1569.361\text{ Ah}$$

Como el banco de baterías deberá operar a 48V y las baterías disponibles son de 12 V, es

conveniente definir la capacidad de la batería de forma que el número total de baterías necesarias sea un múltiplo de 4.

La siguiente resume los datos de varias configuraciones, con el objetivo de seleccionar aquella que más se adapte a las necesidades y requerimientos de la instalación, minimizando costes y riesgos técnicos.

Para ello se ha analizado los costes asociados a varias configuraciones con distintos tipos de baterías (SLI, AGM, tubular, VRLA)

TIPO BATERÍA CAPACIDAD	CAPACIDAD (AH EN 100H)	C ANTIDAD	COSTO POR UNIDAD	COSTO DEL BANCO DE BATERÍAS
EnerSol 250 (SLI)	256	8	234.00 €	1872 €
BM 216 (SLI bajo mantenimiento)	216	8	187.00 €	1496 €
BAT412201080 (Tubular)	200	8	516.4 €	4131.2 €
ISOFOTON GLS PLUS 12 / 150 (VRLA)	209	8	466,45 €	3731.6 €
HEYCAR HC12-200 (AGM)	200	8	308,84 €	2470.72 €

Tabla 42: Costo asociado a diferentes configuraciones del banco de baterías.

Una mayor inversión en baterías de mayor calidad asegura ventajas como vidas útiles más largas, mejores características de operación ante determinados regímenes de carga y descarga, y menos mantenimiento.

Así pues las baterías SLI, a pesar de ser las baterías más baratas cuando se compara en términos de capacidad nominal, y estar ampliamente disponibles en todos los mercados, presentan un inconveniente principal, que es su relativamente corta vida útil.

Por otro lado las baterías SLI de bajo mantenimiento, que emplean aleaciones de plomo y calcio en las rejillas, son muy vulnerables a los daños por descargas profundas y se recomienda no utilizarlas en sistemas fotovoltaicos de países cálidos.

Por su parte, las baterías VRLA también son baterías “libres de mantenimiento”, cuya aplicación en sistemas FV ha aumentado en los últimos años debido a sus numerosas ventajas y fiabilidad. Así pues, a pesar de su precio algo más elevado, su disponibilidad en el mercado ha aumentado notablemente.

Las baterías AGM, que usan electrolito de ácido y agua, pero en un grado de saturación menor que las de electrolito líquido, poseen la ventaja del abaratamiento de los costes de envío, al clasificarse como sustancia no peligrosa. No requieren mantenimiento y poseen mejor resistencia a



temperaturas ambientales bajas.

Por último, las baterías tubulares, son las consideradas de mejor calidad para uso fotovoltaico. Están hechas con placas tubulares y rejillas con bajo contenido de Sb-Se. Con este tipo de baterías pueden alcanzarse vidas útiles de más de ocho años y frecuencias de mantenimiento entre 1 y 2 veces al año.

Sin embargo una importante desventaja de este tipo de baterías, es que no se asegura su disponibilidad en los mercados actuales de los países en desarrollo.

Teniendo en cuenta las características de cada tipo de batería se ha optado por instalar 8 baterías de tipo AGM, consiguiendo así un equilibrio entre ahorro económico y fiabilidad.

Las características de la batería escogida son:

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	HEYCAR HC12-200
Tensión	12V
Capacidad C100	200 Ah
Dimensiones	522x238x218 mm
Peso con ácido	61 kg

Tabla 43: Características técnicas de las baterías.

## 7.2.5 SISTEMA DE CONVERSIÓN ELÉCTRICA

La instalación híbrida fotovoltaica-eólica-diesel se requiere que tanto la recarga de baterías como la alimentación de las cargas conectadas pueda realizarse a partir de cualquiera de las tres fuentes: el generador FV, el aerogenerador o el motorgenerador de diesel.

El generador diesel deberá encenderse cuando la energía demandada por las cargas sea mayor que la que se puede suministrar a partir del generador FV y el banco de baterías.

Para lograr este fin, la configuración del sistema debe realizarse de modo que las cargas puedan alimentarse tanto a partir del inversor conectado al banco de baterías, como del generador térmico cuando el banco se descarga. Cuando dicho generador se enciende deberá no solamente alimentar las cargas sino también realizar la recarga de las baterías.

Estas limitantes, junto con el hecho de que la potencia instalada en la comuna es cercana a los 10 kW y la potencia máxima de un inversor comercial, de acuerdo con numerosos catálogos, es de 3 kW representaban un inconveniente en el diseño de la instalación.

La administración de la energía generada a partir de las dos fuentes puede realizarse mediante un inversor/cargador, que combina las funciones de inversión del voltaje DC proveniente de una fuente fotovoltaica y recarga de las baterías mediante el generador térmico. Es necesario que dicho

aparato tenga también la opción de conexión en paralelo para aumentar la cantidad de potencia que puede suministrarse al sistema. La solución más práctica a este problema es la implementación de un equipo de características similares al Inversor/Cargador Phoenix Multi de la marca Victron Energy.

Este tipo de equipos permite conectar tanto el banco de baterías como el generador térmico al inversor/cargador, de modo que cuando la energía del sistema FV-eólico es insuficiente se conecta el motor generador y el aparato pasa automáticamente de la función de inversor a la función de cargador, suministrando energía a las cargas y realizando la recarga con la energía excedente.

Para el cálculo de la potencia necesaria del inversor se utilizará la siguiente expresión:

$$P_{\text{inversor}} = 1,25 \cdot \text{Potencia receptores simultáneos}$$

Donde:

Potencia receptores simultáneos: Potencia total de los receptores simultáneos [W]

$P_{\text{inversor}}$ : Potencia máxima necesaria del inversor [W]

Para el cálculo de la potencia de los receptores conectados simultáneamente, se utilizarán los factores de simultaneidad  $F_s$  del REBT. Teniendo en cuenta que todas las cargas excepto el frigorífico de cada vivienda, funcionan en corriente alterna, se obtiene la siguiente tabla:

CONSUMO DE LUMINARIAS VIVIENDA TIPO			
UBICACIÓN	POTENCIA PREVISTA POR TOMA (W)	FACTOR SIMULTANEIDAD $F_s$	RECEPTORES SIMULTÁNEOS
COMEDOR	60	0.75	45
COCINA	60	0.5	30
BAÑO	60	0.4	24
DORMITORIO 1	60	0.75	45
DORMITORIO 2	60	0.75	45
<b>TOTAL VIVIENDA TIPO (W)</b>			<b>189</b>

#### CONSUMO DE APARATOS VIVIENDA TIPO

UBICACIÓN	POTENCIA PREVISTA POR TOMA (W)	FACTOR SIMULTANEIDAD $F_s$	RECEPTORES SIMULTÁNEOS
LAVADORA	400	0.66	264
TELEVISIÓN	120	0.2	24
RADIO	120	0.2	24
BOMBAS DE AGUA	25	0.4	10
OTROS APARATOS	100	0.2	20
<b>TOTAL VIVIENDA TIPO (W)</b>			<b>374</b>

BOMBA EXTRACCIÓN DE AGUA			
BOMBA DE EXTRACCIÓN DE AGUA	240	0.2	48
<b>TOTAL (W)</b>			<b>48</b>

<b>TOTAL 23 VIVIENDAS + BOMBA DE EXTRACCIÓN (W)</b>	<b>12261</b>
---	--------------

Tabla 44: Tabla resumen receptores simultáneos.

De esta manera obtenemos:

$$P_{inversor} = 1.25 \cdot \text{Potencia receptores simultáneos} = 1.25 \cdot 12997 = 16246.25 \text{ W} = 16.246 \text{ kW}$$

Como la potencia total necesaria para abastecer las cargas es superior a los 10 kW, será necesario conectar 4 inversores cargadores de 3000 W - 48 V.

Para ello se estudian las distintas opciones disponibles en el mercado que más se adaptan a las características de la instalación:

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	XANTRES SERIE SW
Tensión nominal (Vdc)	48
Tensión de salida (Vac)	230
Frecuencia nominal (Hz)	50
Potencia (W)	4500
Corriente a la Pmax (A)	106
Corriente de cortocircuito	138
Eficiencia (%) 48	96

Tabla 45: Características del inversor Xantrex serie SW

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	STUDER SERIE COMPACT
--------------------------	----------------------

Tensión nominal (Vdc)	24
Tensión de salida (Vac)	230
Frecuencia nominal (Hz)	50
Potencia (W)	4000
Corriente a la Pmax (A)	100
Corriente de cortocircuito	120
Eficiencia (%)48	94

Tabla 46: Características del inversor Studer serie Compact.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	STECA AJ 2400
Tensión nominal (Vdc)	24
Tensión de salida (Vac)	230
Frecuencia nominal (Hz)	50
Potencia (W)	2400
Corriente a la Pmax (A)	60
Corriente de cortocircuito	83
Eficiencia (%)48	94

Tabla 47: Características del inversor Steca AJ-2400

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	VICTRON ENERGY PHOENIX
Tensión nominal (Vdc)	48
Tensión de salida (Vac)	230
Frecuencia nominal (Hz)	50
Potencia (W)	3000
Corriente a la Pmax (A)	85
Corriente de cortocircuito	105
Eficiencia (%)48	95

Tabla 48: Características del inversor Phoenix Multiplus.

El inversor escogido es el modelo Phoenix Multiplus 12/3000/120 el cual tiene en cuenta las cargas CA y utiliza la corriente sobrante para cargar baterías, evitando así sobrecargar el generador.



Ilustración 54: Inversor/Cargador Phoenix Multiplus.

### 7.2.6 SISTEMA DE RESPALDO DIESEL

Como se especificó con anterioridad en este documento, el sistema híbrido solar-fotovoltaico integrará como sistema de apoyo a la generación eléctrica un generador diesel para aquellos momentos en los que la producción eléctrica a través de las fuentes de energía renovables no cubra la totalidad de la demanda energética. Así pues, el aprovechamiento del motogenerador que actualmente es utilizado en la comunidad como única fuente de energía, será integrado en la instalación, aprovechando así su disponibilidad y dotando a la instalación de una mayor fiabilidad y robustez.

Así pues, el generador de petróleo diesel de 96kw se conectará a la instalación como sistema de respaldo, reduciendo su arranque únicamente para aquellos momentos en los que el resto de las fuentes que componen la instalación no sean capaces de cubrir las necesidades energéticas de la población.

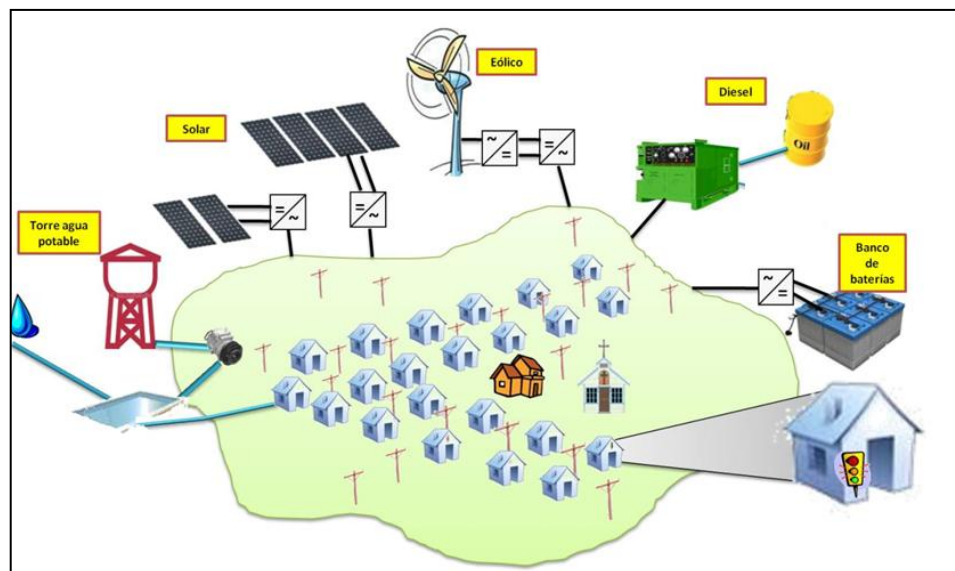


Ilustración 55: Instalación fotovoltaica-eólica-diesel para generación eléctrica.

## ESTUDIO ECONÓMICO

## 8.1 INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA

Para realizar el estudio económico y poder determinar la viabilidad asociada a este proyecto, es necesario calcular la inversión total inicial necesaria para la implementación del sistema, así como el valor de energía generada, obteniendo así el ahorro económico asociado a la reducción del consumo de energía convencional actualmente utilizada en la localidad.

De este modo se calcularán los flujos anuales y se estimarán los indicadores económicos.

### 8.1.1 INVERSIÓN INICIAL

En la siguiente tabla se desglosa la inversión total aproximada asociada a la instalación de captadores solares térmicos en las 23 viviendas que componen la localidad de Mocha:

CONCEPTO	CANTIDAD	P.UNITARIO (€)	P.TOTAL (€)
<b>EQUIPOS</b>			
COLECTORES PLANOS 1.9 m <sup>2</sup>	23	400.00	9200
Depósito acumulador	23	843	19389
Bombas de recirculación	46	221	10166
Caldera de Gas	23	340	7820
Acumulador solar			0
Intercambiador de calor	23	302	6946
<b>CIRCUITO Y CONEXIONES</b>			
Vaso de expansión	23	22	506
Tubería de cobre	230 m	2.60	598
Válvulas de seguridad y aislamientos	138	9.5	1311
Disipador de calor	23	240	5520
Aislante conducciones	230 m	5.5	1265
Aislante para acumulador	92 m <sup>2</sup>	11	1012
Materiales varios (tornillería, fijaciones, pegamentos...)	23	90	2070
<b>ESTRUCTURAS</b>			
Estructura de sujeción	23	360	8280
MANO DE OBRA	1	700	700
DEPÓSITO AGUA POTABLE FIBRA DE VIDRIO 11000L	1	850	850
<b>TOTAL</b>			<b>74783</b>

Tabla 49: Inversión inicial sistema solar térmico.



### 8.1.2 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costes de operación y mantenimiento para esta instalación son reducidos ya que el mantenimiento es bastante básico. El gasto mayor se produce con el cambio de baterías, que deberá realizarse aproximadamente a los 10 años, y en el apoyo al sistema de ACS por parte del calentador de gas.

El calentador de gas deberá aportar la diferencia energética entre la demanda de la vivienda y la producción del sistema solar en aquellos meses en los que la generación a través del sistema renovable sea menor que dicha demanda.

Así pues, debido a que únicamente durante los tres meses de invierno la instalación solar no cubre con las necesidades energéticas de la instalación de ACS en cada vivienda, se tiene que:

	MAYO	JUNIO	JULIO
Energía demandada (KWh/mes)	129.15	131.67	138.22
Energía aportada por el sistema solar (kWh/mes)	118.39	91.91	102.15
Energía a aportar por el sistema de apoyo (kWh/mes)	10.76	39.76	36.07

Tabla 50: Aporte de energía por la caldera de gas.

El total de energía que ha de aportar el sistema convencional es de 86.59 Kwh, es decir, 311,724 MJ.

En el país se comercializan cilindros con gas llamados “balón de gas”, de 5,10,15 y 45 kg de gas propano, comúnmente utilizado en las zonas más remotas.

Tomando un rendimiento del calentador de de 0,85 y, conocido el poder calorífico del butano (46,35MJ/kg), calculamos la masa necesaria de gas:

$$Q = m_{\text{propano}} \cdot L_c \cdot \eta_{\text{calentador}}$$

Donde:

$m_{\text{butano}}$ : Masa de butano necesaria [kg].

$L_c$ : Poder calorífico del propano [MJ/kg].

$\eta_{\text{calentador}}$ : Rendimiento del calentador [adimensional].

Así, se obtienen 7,91 kg de gas propano. La masa de gas contenida en una bombona de propano es de 10 kg, por lo que será necesaria únicamente una bombona por cada domicilio, que se consumirá aproximadamente en algo menos de un año y medio.

El precio actual de una bombona de 10kg, convertido a la moneda, 14.26 euros.

Multiplicando esta cantidad por el número de familias que habitan la comuna, el gasto en combustible será de aproximadamente 325.98 euros cada 1.3 años, es decir, un gasto anual medio de 252.3 euros.

## 8.2 INSTALACIÓN HÍBRIDA FOTOVOLTAICA-EÓLICA

En el siguiente apartado se incluye la estimación del presupuesto de la instalación mixta Fotovoltaica-eólica-diesel, considerando tanto los costes asociados a la inversión inicial de la instalación como aquellos derivados del mantenimiento y operación de los equipos.

A estos, deben añadirse los costes asociados a los elementos de la instalación de baja tensión, tendidos, accesorios y demás material eléctrico, cuyo precio no puede estimarse al no disponer de planos y mediciones que aporten la información necesaria para diseñar el sistema de conexionado y transporte, los cuales quedan fuera del alcance de este proyecto.

### 8.2.1 INVERSIÓN INICIAL SISTEMA FOTOVOLTAICO

En la siguiente tabla se desglosa la inversión total aproximada asociada a la instalación fotovoltaica instalada en localidad de Mocha.

CONCEPTO	CANTIDAD	P.UNITARIO (€)	P.TOTAL (€)
<b>EQUIPOS</b>			
Regulador de carga SOLENER RSD 50	7	190	1330
Batería HEYCAR HC12-200	8	517.79	4142.32
Inversor Phoenix Inverter	4	2079	8316
<b>ESTRUCTURAS</b>			
Estructura soporte	49	280	13720
<b>TOTAL</b>			<b>27.508,32</b>

Tabla 51: Inversión inicial sistema fotovoltaico.

### 8.2.2 INVERSIÓN INICIAL INSTALACIÓN EÓLICA

CONCEPTO	CANTIDAD	P.UNITARIO (€)	P.TOTAL (€)
<b>EQUIPOS</b>			
Aerogenerador BORNAY 3000 W+ Regulador	1	5225.56	5225.56
<b>ESTRUCTURAS</b>			
Torre auto soportada 30 m	1	1026	1026
<b>TOTAL</b>			<b>6.251,56</b>

Tabla 52: Inversión inicial instalación eólica.

### 8.2.3 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Siguiendo las maniobras de operación y mantenimiento especificadas en el pliego de condiciones del proyecto, los costes asociados al mantenimiento de la instalación se estiman a continuación.

<b>OBRA CIVIL</b>			
CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Transporte material a instalación	1	1.500,00	1.500,00
Instalación/mano de obra	1	1.300,00	1.300,00
Zanjas/pasos de acometidas/piquetas	1	1.000,00	1.000,00
Vallados/Accesos	1	1.000,00	1.000,00
Canalizaciones	1	1.500,00	1.500,00
<b>TOTAL</b>			<b>6.300,00</b>

MANTENIMIENTO			
CONCEPTO	FRECUENCIA	P.UNITARIO (€)	P.TOTAL (€)
Coordinación de seguridad y salud	anual	1050	1050
Mantenimiento técnico preventivo planta	anual	925.6	925.6
Mantenimiento correctivo planta	anual	824.7	824.7
Plan de vigilancia	bianual	578.25	578.25
<b>TOTAL ANUAL</b>			<b>3.089,42</b>

Tabla 53: Operación y mantenimiento.

#### 8.2.4 COSTE INICIAL TOTAL DEL PROYECTO

CAPÍTULO	RESUMEN	IMPORTE	%
1	INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA	74,783.00 €	61.46
2	SISTEMA FOTOVOLTÁICO	27,508.32 €	22.61
3	SISTEMA EÓLICO	6,251.56 €	5.14
4	OBRA CIVIL	6,300.00	5.18
5	INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN	6,821.73 €	5.61

Tabla 54: Coste inicial total del proyecto.

<b>TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL.....</b>	<b>121,664.61 €</b>
13,00 % Gastos Generales.....	15,816.4 €
6,00 % Beneficio Industrial .....	7,299.87 €
<b>SUMA G.G Y B.I.....</b>	<b>23,116.27 €</b>
19.00 % IVA.....	27,508.36
<b>TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA.....</b>	<b>172,289.25 €</b>
<b>TOTAL PRESUPUESTO GENERAL.....</b>	<b>172,289.25 €</b>

## 8.4 ESTUDIO ECONÓMICO PARA EL USO DE COMBUSTIBLES FÓSILES

En este caso, la producción de ACS se realiza totalmente a partir de un calentador a gas.

Para la generación eléctrica se utilizarán generadores diesel de la potencia adecuada. Se utilizará un generador de arranque automático con la demanda, pero para evitar puestas en marcha constantes para demandas muy pequeñas se instalará baterías que el generador cargará. La instalación es similar al sistema solar fotovoltaico-eólico, sustituyendo los componentes de generación renovable por generadores diesel.

### 8.4.1 INVERSIÓN INICIAL SISTEMA CONVENCIONAL

#### 8.4.1.1 Sistema Agua Caliente Sanitaria

CONCEPTO	CANTIDAD	P.UNITARIO	P.TOTAL
Calentador de gas	23	340 €	7820 €
Instalación	23	43 €	989 €
<b>TOTAL</b>			<b>8809 €</b>

Tabla 55: Inversión inicial ACS convencional.

#### 8.4.1.2 Sistema eléctrico convencional grupo electrógeno

CONCEPTO	CANTIDAD	P. UNITARIO	P.TOTAL
Grupo electrógeno (24h)	1	26.500 €	26.500 €
Inversor	1	4655 €	4655 €
Regulador	1	852,15 €	852,15 €
Cableado	200	2.8 €	560 €
Baterías	6	6000.35 €	36000.2 €
Otros	1	2000 €	2000 €
Instalación	1	3000 €	3000 €
<b>TOTAL</b>			<b>73567.35 €</b>

Tabla 56: Inversión inicial sistema eléctrico convencional.

### 8.4.2 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

#### 8.4.2.1 Sistema Agua Caliente Sanitaria

En este caso, el calentador de gas deberá aportar el total de la demanda energética para el calentado del agua.

La energía total aportada por el calentador deberá ser, el total de la demanda para la producción de ACS en cada vivienda, esto es, 1489.44 kWh/año. Así pues, el total de calor aportado por dicho calentador será 5361,984 MJ.

De nuevo, se toma un rendimiento del calentador de gas de 0,85 y, conocido el poder calorífico del propano (46,35MJ/kg), calculamos la masa necesaria de gas:

$$Q = m_{\text{propano}} \cdot L_C \cdot \eta_{\text{calentador}}$$

Donde:

$m_{\text{propano}}$ : Masa de propano necesaria [kg].

$L_C$ : Poder calorífico del propano [MJ/kg].

$\eta_{\text{calentador}}$ : Rendimiento del calentador [adimensional].

Para esta configuración se necesitan 136,09 kg de gas propano por vivienda, necesitándose en este caso un total de 3130,29 kg (23 viviendas). Así pues, y suponiendo el peso de una bombona común en el país (10kg), se necesitarán 313,03 bombonas anuales, 314 bombonas reales, para cubrir la demanda energética del sistema de ACS.

Tomando el precio actual de la bombona, aproximadamente 14,26 euros, supone un coste anual de 4477,64 euros.

#### 8.4.2.2 Sistema eléctrico grupo electrógeno

Para el caso del grupo electrógeno, tomaremos como potencia de cálculo la misma que en el caso de la instalación fotovoltaica. El consumo del generador, suponiendo trabaja al 75% de la carga, es de 79 l/h.

# **ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL**



## 9.1 CÁLCULO DE EMISIONES DE CO<sub>2</sub>

### 9.1.1 EMISIONES ASOCIADAS A LA INSTALACIÓN CONVENCIONAL

Realizadas las valoraciones técnicas y económicas del proyecto, establecemos ahora el impacto ambiental del mismo, en forma de emisiones de CO<sub>2</sub> ahorradas. Esta valoración la realizamos comparando la instalación calculada con la alternativa consistente en la utilización de combustibles fósiles.

Como en el apartado anterior, supondremos que toda la energía demandada por el sistema de ACS es aportada por un calentador a gas y el generador eléctrico es alimentado por gasóleo.

- **Instalación de ACS**

MES	Q <sub>DEMANDADO</sub> (MJ)	Q <sub>SOLAR</sub> (MJ)	APORTE GAS (MJ)
ENERO	404.28	875.088	0
FEBRERO	375.012	726.912	0
MARZO	415.188	705.744	0
ABRIL	422.856	531.684	0
MAYO	464.94	426.204	38.736
JUNIO	474.012	330.876	143.136
JULIO	497.592	367.74	129.852
AGOSTO	482.04	517.248	0
SEPTIEMBRE	454.464	653.508	0
OCTUBRE	447.84	855.18	0
NOVIEMBRE	416.844	937.908	0
DICIEMBRE	506.916	972.864	0
TOTAL	5361.984	7900.956	311.724

Tabla 57: Energía aportada por la caldera de gas al sistema ACS.

- **Instalación eléctrica**

En el caso de la instalación fotovoltaica-eólica, el sistema debe cubrir toda la demanda. Por lo que en caso de no existir dicha instalación, el generador deberá producir toda la energía necesaria. Esto es igual a 46791 Wh/día, o lo que es lo mismo, un consumo total anual de 61483.374 MJ.

### 9.1.2 AHORRO DE EMISIONES DE LA INSTALACIÓN RENOVABLE

Así pues, considerando el factor de emisión para distintos combustibles dado por el IDEA, tenemos:

COMBUSTIBLE	FACTOR DE EMISIÓN POR UNIDAD DE COMBUSTIBLE	FACTOR DE EMISIÓN POR UNIDAD DE ENERGÍA PRODUCIDA
Gas natural (m3)	2.15 kg CO <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup> de gas natural	56.06 kg CO <sub>2</sub> /GJ
Gas propano (kg)	2,94 kg CO <sub>2</sub> /kg de gas propano	63,02 kg CO <sub>2</sub> /GJ
Gasoil (l)	2,79 kg CO <sub>2</sub> /l de gasoil	73.3 kg CO <sub>2</sub> /GJ

Tabla 58: Factores de emisión para distintos combustibles.

Obtenemos así unas emisiones de 63.02 kgCO<sub>2</sub>/GJ para la combustión del gas propano y 73.3 kgCO<sub>2</sub>/GJ en el caso del gasóleo.

Con estos datos, procedemos al cálculo de las emisiones asociadas a nuestra instalación para el caso de la utilización de combustibles fósiles, así como para la instalación solar diseñada.

EMISIONES ANUALES	INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA (KGCO <sub>2</sub> )	INSTALACIÓN CONVENCIONAL	
		INSTALACIÓN DE ACS (KGCO <sub>2</sub> )	INSTALACIÓN ELÉCTRICA (KGCO <sub>2</sub> )
Emisiones de CO <sub>2</sub>	19.645	337.912	4506.731
TOTAL	19.645	4844.643	

Tabla 59: Emisiones asociadas a cada instalación.

El ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub> de la instalación diseñada es de un 99.59% frente a una instalación alimentada mediante combustibles fósiles.

## CONCLUSIONES

## 10.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Una vez realizado el estudio de todos los elementos técnicos que componen la instalación así como el análisis económico de la misma, se obtienen las siguientes conclusiones:

El diseño de las instalaciones ha sido realizado de tal manera que la combinación de tecnologías ofrezca una total fiabilidad y robustez en el abastecimiento de energía eléctrica y térmica, proponiendo así una solución mixta solar térmica-caldera en el caso de la instalación de ACS de las viviendas de la comunidad y solar fotovoltaica-eólica-diesel en el caso del suministro eléctrico, supliendo así las posibles carencias de una u otra fuente generadora de energía.

La calidad de vida de los habitantes de la comunidad se ha visto incrementada en gran medida con la instalación, dotándolos de energía eléctrica y ACS las 24 horas del día.

De acuerdo con los datos encontrados para la zona de interés, el nivel de radiación solar promedio mensual varía desde un mínimo de 4,113 kWh/m<sup>2</sup>día en el mes de Junio, hasta un máximo de 7,36 kWh/m<sup>2</sup>día en el mes de Diciembre.

Para realizar el dimensionado de los equipos, se estimó que la carga total conectada en el poblado equivale a un consumo eléctrico teórico de 54785.97 Wh/ día. El rendimiento global de la Instalación se estimó en 73.5%, por lo que los componentes se dimensionaron para suministrar un consumo energético real de 71.3 kWh/día.

Para la implementación del proyecto se estimó que se necesitan 196 paneles solares de 100Wp, 7 reguladores de carga de 50 A, 4 inversores/cargadores multifuncionales y con capacidad para conectarse en paralelo de 3000W cada uno, 49 estructuras con capacidad para 4 módulos, 8 baterías AGM de 200 Ah.

La elección del sistema de acumulación se realizó tras el estudio de la amplia gama de baterías para aplicaciones fotovoltaicas-eólicas existente en el mercado. El aumento en el costo de determinado tipo de baterías se asocia con mejores características como los son una vida útil más larga y poco o ningún mantenimiento, por lo que la escogencia de las baterías en este tipo de sistemas representa un compromiso entre costo y características deseables para el sistema de almacenamiento en determinadas circunstancias.

El costo inicial total estimado para el proyecto, tomando en cuenta solamente las cargas conectadas actualmente, es de 172,289.25 € euros, considerando un 13% de gastos adicionales (ingeniería, gastos administrativos, instalación, cableado, protecciones, medidores de consumo y otros gastos generales).

Además, el sistema se ha diseñado de manera que, suponiendo un aumento del consumo eléctrico en la comunidad, éste puede agrandarse para suministrar un consumo adicional de 30%, mediante la inversión de aproximadamente 4500 € más, que correspondería a la compra de otro inversor/cargador y el aumento de la capacidad del banco de baterías manteniendo la misma cantidad de paneles, realizando la generación eléctrica adicional necesaria a partir del motor generador.

Como se ha destacado ya a lo largo de este documento, la implementación de sistemas híbridos fotovoltaicos-eólicos (generador fotovoltaico-eólico con generador diesel) constituye una alternativa de gran importancia en el campo de la electrificación rural. Este tipo de sistema permite brindar una mayor autonomía y reducir los costos totales asociados a un sistema puramente fotovoltaico o convencional. La disposición de una fuente alternativa de generación eléctrica para suplir la demanda y recargar baterías, permite diseñar el sistema FV-eólico para una cantidad menor de días de autonomía lo que se traduce en una reducción en la cantidad de baterías necesarias. Además, posibles aumentos en el consumo eléctrico pueden compensarse mediante un aumento en la capacidad del banco de inversores y el de baterías, y generando la energía adicional requerida a partir del motorgenerador, sin tener que adquirir más paneles, que son sin duda los componentes de mayor costo del sistema.

En última instancia, ante aumentos grandes en el consumo, puede optarse por la adición de más paneles y reguladores que se conectan en paralelo a los ya existentes. Estas características reflejan las numerosas ventajas de estos sistemas en lo referente a autonomía y flexibilidad de los mismos.

A pesar de la importante inversión inicial que los sistemas de generación con energías alternativas suponen, es importante apuntar que este tipo de instalaciones tienen una gran rentabilidad a largo plazo dada su naturaleza autónoma y renovable, ya que no depende de la red convencional de distribución eléctrica y que el uso de combustibles convencionales se reduce al máximo.

Económicamente, para el caso de poblaciones aisladas, se destaca como la forma más viable de entre las posibles. Esto es debido a unos mínimos costes de operación y mantenimiento, que no se ven afectados por el alza de productos como la electricidad o los combustibles fósiles, fuentes de energía que se encarecen año tras año significativamente.

Las diferencias económicas a favor de las energías limpias son incluso mayores de las aquí ofrecidas, dado que se ha evitado tener en cuenta subvenciones y planes favorecedores para este tipo de energía, que varían dependiendo de la situación del país y el respaldo a los proyectos de energías renovables.

Finalmente, el estudio ambiental confirma la evidencia del gran ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub> al utilizar energía solar frente a los combustibles fósiles, sumando otro aspecto favorable en la valoración global de este proyecto.

Se puede concluir, por tanto, que la utilización de energías renovables para el total abastecimiento de viviendas aisladas es una alternativa viable en cuanto a su diseño y construcción, cumpliendo toda la normativa aplicable y ofreciendo, para el caso que nos ocupa y la zona geográfica concreta, un buen rendimiento global.

## 10.2 TRABAJOS FUTUROS

El proyecto realizado es suficiente para garantizar la habitabilidad de la vivienda, pero también puede tomarse como punto de partida para una instalación mayor que incorpore otros sistemas para dotarla de un mayor confort. Sistemas como la calefacción y la climatización pueden ser también diseñados para funcionar con energía limpia, aprovechando además parte de la instalación que se ha diseñado en este proyecto.

La calefacción, que actualmente se consigue mediante la combustión diesel, puede implementarse también mediante captadores solares térmicos, recogiendo el calor procedente del sol de forma similar al sistema de ACS diseñado, el cual además aporta energía excedente en prácticamente todos los meses del año, la cual podría aprovecharse para este fin. La liberación de este calor en el interior de la vivienda puede realizarse mediante la instalación de un suelo radiante o un sistema de fancoils.

## BIBLIOGRAFÍA

- **TEXTOS BIBLIOGRÁFICOS:**

- **TÍTULO:** LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO.

**AUTOR:** Gobierno de Chile. Comisión Nacional de la Energía.

- **TÍTULO:** LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA. DIAGNÓSTICO Y PERSPECTIVAS.  
**AUTOR:** Centro Nacional de Energías Renovables.

- **TEXTOS TÉCNICOS:**

- **TÍTULO:** CLIMATIZACIÓN Y CALEFACCIÓN.

**AUTOR:** Juan A. de Andrés y R. Pomatta.

- **TÍTULO:** MECÁNICA DE FLUIDOS

**AUTOR:** Frank M. White

- **TÍTULO:** INSTALACIONES DE CALEFACCIÓN Y AGUA CALIENTE.

**AUTOR:** Francisco Martín Sánchez.

- **TÍTULO:** GUÍA TÉCNICA INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS.

**AUTOR:** Centro Nacional de Energías Renovables.

- **TÍTULO:** INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTÁICAS AISLADAS DE RED.

**AUTOR:** Centro Nacional de Energías Renovables.

- **TÍTULO:** GUÍA DE NORMAS Y PROTOCOLOS PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL CON ENERGÍAS RENOVABLES.

**Autor:** DOSBE.

- **TÍTULO:** PROYECTOS EÓLICOS. GUÍA PARA LA EVALUACIÓN AMBIENTAL ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.

**Autor:** CNE

- **ARTÍCULOS:**

- MICROGRIDS. AN OVERVIEW OF ONGOING RESEARCH, DEVELOPMENT AND DEMONSTRATION PROJECTS. Nikos Hatziargyriou, Hiroshi Asano, Reza Iravani, and Chris Marnay.

- POWERING EUROPE: WIND ENERGY AND THE ELECTRICITY GRID. European Wind Energy Association. November 2010

- ADVANCED ARCHITECTURES AND CONTROL CONCEPTS FOR MORE MICROGRIDS. Specific Targeted Project. Executive Summary Report. Final Results. January 2006 – December 2009

- HACIA UN NUEVO MODELO ENERGÉTICO BASADO EN LAS ENERGÍAS RENOVABLES. Paula Sánchez-Frías

- TENDENCIAS TECNOLÓGICAS EN ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES – BIOENERGÍA Y ENERGÍA SOLAR-. Área de Medio Ambiente y Energía, Fundación Chile. 2008



- ESTUDIOS DE MERCADO. EL SECTOR DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN CHILE. Oficina Económica y Comercial de la embajada de España en Santiago de Chile. 2009
- LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO INFORME 2008. WWEA World Wind Energy Association
- OPCIONES PARA LA MATRIZ ENERGÉTICA ELÉCTRICA. Nicola Borregaard. Enero 2009.
- CHILE, FACILITA TU FUTURO. Comité de inversiones extranjeras. Mayo 2009.
- OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN EN LA REGIÓN DEL BIO BIO-CHILE. InvestChile CORFO. Gobierno de Chile.

• **PÁGINAS WEB:**

- [http://www.cer.gov.cl/?page\\_id=48](http://www.cer.gov.cl/?page_id=48)
- [www.renovables-rural.cl](http://www.renovables-rural.cl)
- <http://www.subdere.gov.cl/1510/w3-propertyvalue-33038.html>
- <http://www.minenergia.cl/minwww/opencms/>
- [http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id\\_nodo=3&&keyword=&auditoria=F](http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=3&&keyword=&auditoria=F)
- <http://www.preciopetroleo.net/aie-agencia-internacional-de-la-energia.html>
- [www.sec.cl](http://www.sec.cl)
- <http://www.solarthermalsystems.com/>
- <http://www.idae.es/index.php/mod.pags/mem.detalle/idpag.22/relcategoria.1026/relmenu.46>
- [http://www.energias-renovables.com/energias/renovables/#slidepre\\_2](http://www.energias-renovables.com/energias/renovables/#slidepre_2)
- <http://www.larutadelaenergia.org/>
- <http://www.eurobserv-er.org/>
- <http://www.chilerenovables.cl/category/general/>
- <http://www.acera.cl/v2/>

## ANEXOS

**Fdo.:** Elena Izuriaga Zaratiegui

Pamplona, 26 de Abril de 2013



# ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO

Título del proyecto:

GREEN VILLAGE:  
CÁLCULO DE NECESIDADES ENERGÉTICAS Y DISEÑO  
DE UNA MICRORRED CON ENERGÍAS RENOVABLES.

## DOCUMENTO 2: CÁLCULOS

Alumno: Elena Izuriaga Zaratiegui

Tutor: Javier Bustince Beorlegui

Pamplona, 26 de Abril de 2013

## ÍNDICE:

<b>1. ENERGÍA APORTADA POR EL SISTEMA SOLAR TÉRMICO.....</b>	<b>1</b>
<b>2. CONTRIBUCIÓN SOLAR INSTALACIÓN.....</b>	<b>2</b>
<b>3. CONSUMO ELÉCTRICO TOTAL.....</b>	<b>3</b>
<b>4. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.....</b>	<b>5</b>
<b>5. CÁLCULO SIMULTANEIDAD.....</b>	<b>6</b>
<b>6. EMISIONES DE CO<sub>2</sub> .....</b>	<b>8</b>

NOTA: Únicamente se adjuntan en el presente documento aquellos cálculos que por diversas causas no han podido ser incluidos en la memoria del proyecto.

**Fdo.:** Elena Izuriaga Zaratiegui

Pamplona, 26 de Abril de 2013

## 1. ENERGÍA APORTADA POR EL SISTEMA SOLAR TÉRMICO

### ENERGÍA APORTADA POR EL SISTEMA SOLAR TÉRMICO

<b>RADIACIÓN INCIDENTE (kWh/m<sup>2</sup>·día)</b>	<b>T<sub>e</sub> (°C)</b>	<b>T<sub>amb</sub> (°C)</b>	<b>Horas sol diarias</b>	<b>Irradiancia Incidente (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>H (%)</b>	<b>RADIACIÓN APROVECHADA POR EL CAPTADO (kWh/m<sup>2</sup>·día)</b>	<b>ENERGÍA APROVECHADA POR EL SISTEMA (kWh/m<sup>2</sup>·día)</b>	<b>ENERGÍA APROVECHADA POR EL SISTEMA 1 COLECTOR (kWh/día)</b>	<b>ENERGÍA APROVECHADA POR EL SISTEMA 2 COLECTORES (kWh/día)</b>	<b>ENERGÍA APROVECHADA 1 COLECTOR (kWh/mes)</b>	<b>ENERGÍA APROVECHADA 1 COLECTOR (kWh/mes)</b>
7.68	45	30.1	13	590.77	62.89	4.83	4.11	7.84	15.68	243.08	486.17
7.16	45	29.3	12.6	568.25	62.04	4.44	3.78	7.21	14.42	201.92	403.84
6.36	45	29.3	12.1	525.62	61.25	3.90	3.31	6.32	12.65	196.04	392.08
5.2	45	27.9	11.6	448.28	58.32	3.03	2.58	4.92	9.85	147.69	295.39
4.3	45	26.1	11	390.91	54.71	2.35	2.00	3.82	7.64	118.39	236.78
3.74	45	24.1	10.8	346.30	50.46	1.89	1.60	3.06	6.13	91.91	183.82
3.97	45	23.9	11	360.91	51.13	2.03	1.73	3.30	6.59	102.15	204.30
5.1	45	24.8	11.3	451.33	55.98	2.85	2.43	4.63	9.27	143.68	287.36
6.31	45	25.9	11.9	530.25	59.07	3.73	3.17	6.05	12.10	181.53	363.07
7.66	45	27.2	12.4	617.74	61.62	4.72	4.01	7.66	15.33	237.55	475.10
8.51	45	28.3	12.9	659.69	62.86	5.35	4.55	8.68	17.37	260.53	521.06
8.55	45	28.5	13.2	647.73	62.80	5.37	4.56	8.72	17.43	270.24	540.48

## 2. CONTRIBUCIÓN SOLAR INSTALACIÓN

CONTRIBUCIÓN SOLAR INSTALACIÓN				
ENERGÍA NECESARIA PARA ACS VIVIENDA (kWh/mes)	ENERGÍA APROVECHADA POR 1 COLECTOR (kWh/mes)	CONTRIBUCIÓN SOLAR MENSUAL 1 COLECTOR (%)	ENERGÍA APROVECHADA POR 2 COLECTORES (kWh/mes)	CONTRIBUCIÓN SOLAR MENSUAL 2 COLECTORES (%)
112.3	243.08	100.00	486.17	100.00
104.17	201.92	100.00	403.84	100.00
115.33	196.04	100.00	392.08	100.00
117.46	147.69	100.00	295.39	100.00
129.15	118.39	91.67	236.78	100.00
131.67	91.91	69.80	183.82	100.00
138.22	102.15	73.90	204.3	100.00
133.9	143.68	100.00	287.36	100.00
126.24	181.53	100.00	363.07	100.00
124.4	237.55	100.00	475.1	100.00
115.79	260.53	100.00	521.06	100.00
140.81	270.24	100.00	540.48	100.00
CS media		94.61		100.00



### 3. CONSUMO ELÉCTRICO TOTAL.

CONSUMO ELÉCTRICO TOTAL													
EQUIPO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	FRECUENCIA DE USO	TIEMPO DE USO (h)	Wh/Día	Nº DE VIVIENDAS	Ecc (Wh)	Eac	ηREG	ηINV	Ecc/ηREG	Eac/Hreg*ηINV	Ed
Frigorífico	32.00	1.00	Diario	24.00	768.00	23.00	17664.00		0.98	0.80			
Lavadora	400.00	1.00	Cada 3 Días	0.67	268.00	23.00		6164.00	0.98	0.80			
Hervidor	800.00	1.00	Diario	0.03	24.00	23.00		552.00	0.98	0.80			
Iluminación						23.00			0.98	0.80			
- Salón	60.00	1.00	Diario	2.00	120.00	23.00		2760.00	0.98	0.80			
- Dormitorios	60.00	2.00	Diario	2.00	240.00	23.00		5520.00	0.98	0.80			
- Cocina	60.00	1.00	Diario	1.00	60.00	23.00		1380.00	0.98	0.80			
- Baño	60.00	1.00	Diario	1.00	60.00	23.00		1380.00	0.98	0.80			
Radio	100.00	1.00	Diario	1.00	100.00	23.00		2300.00	0.98	0.80			
Televisión	120.00	1.00	Diario	2.50	300.00	23.00		6900.00	0.98	0.80			

### 3. CONSUMO ELÉCTRICO TOTAL (Continuación)

Bomba Extracción Agua	240 W	1.00	Diario	2.5h	600.00	-		600.00	0.98	0.98			
Bomba Circulación ACS	5 W	2.00	Diario	4h	920.00	23.00		920.00	0.98	0.98			
Bomba presurizado circuito agua fría	5 W	1.00	Diario	1.5h	172.50	23.00		172.50	0.98	0.98			
Bomba Presurizado Circuito ACS	5 W	1.00	Diario	1.5h	172.50	23.00		172.50	0.98	0.98			
TOTAL					1946.00		17664.00	28821.00	0.98	0.80	18024.49	36761.48	54785.97

#### 4. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.

DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL							
V(m/s)	k	A	Desviación estandar ( $\sigma$ )	P(V)	P real (W)	Horas/mes	Energía/mes (kWh/mes)
1	3.45	3.87	1.18	0.03	0.00	23.29	0.00
2	3.45	3.87	1.18	0.16	0.00	116.22	0.00
3	3.45	3.87	1.18	0.32	200.00	229.98	45996.90
4	3.45	3.87	1.18	0.32	450.00	230.32	103645.13
5	3.45	3.87	1.18	0.15	600.00	108.70	65219.01
6	3.45	3.87	1.18	0.03	1100.00	20.43	22472.78
7	3.45	3.87	1.18	0.00	1500.00	1.23	1846.10
8	3.45	3.87	1.18	0.00	1900.00	0.00	0.00
9	3.45	3.87	1.18	0.00	2100.00	0.00	0.00
10	3.45	3.87	1.18	0.00	0.00	0.00	0.00
11	3.45	3.87	1.18	0.00	0.00	0.00	0.00
12	3.45	3.87	1.18	0.00	0.00	0.00	0.00
13	3.45	3.87	1.18	0.00	0.00	0.00	0.00
14	3.45	3.87	1.18	0.00	0.00	0.00	0.00
15	3.45	3.87	1.18	0.00	0.00	0.00	0.00
16	3.45	3.87	1.18	0.00	0.00	0.00	0.00
17	3.45	3.87	1.18	0.00	0.00	0.00	0.00
18	3.45	3.87	1.18	0.00	0.00	0.00	0.00
19	3.45	3.87	1.18	0.00	0.00	0.00	0.00
20	3.45	3.87	1.18	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL				1.00	0.00	730.17	239179.92

## 5. CÁLCULO SIMULTANEIDAD.

CONSUMO DE LUMINARIAS VIVIENDA TIPO			
UBICACIÓN	POTENCIA PREVISTA POR TOMA (W)	FACTOR SIMULTANEIDAD FS	RECEPTORES SIMULTÁNEOS
COMEDOR	60.00	0.75	45.00
COCINA	60.00	0.50	30.00
BAÑO	60.00	0.40	24.00
DORMITORIO 1	60.00	0.75	45.00
DORMITORIO 2	60.00	0.75	45.00
TOTAL VIVIENDA TIPO (W)			189.00
CONSUMO DE APARATOS VIVIENDA TIPO			
UBICACIÓN	POTENCIA PREVISTA POR TOMA (W)	FACTOR SIMULTANEIDAD FS	RECEPTORES SIMULTÁNEOS
LAVADORA	400.00	0.66	264.00
TELEVISIÓN	120.00	0.20	24.00
RADIO	120.00	0.20	24.00
BOMBAS DE AGUA	25.00	0.40	10.00
OTROS APARATOS	100.00	0.20	20.00
TOTAL VIVIENDA TIPO (W)			342.00

## 5. CÁLCULO SIMULTANEIDAD (Continuación).

BOMBA DE EXTRACCIÓN DE AGUA	240.00	0.20	48.00
TOTAL			48.00
<b>TOTAL 23 VIVIENDAS + BOMBA DE EXTRACCIÓN</b>			<b>12261.00</b>

## 6. EMISIONES DE CO2.

EMISIONES CO2					
MES	Energía demandada ACS	Energía aprovechada por el colector	Qdemandada	Qaportada por colectores	Qdiesel
ENERO	112.30	243.08	404.28	875.09	0.00
FEBRERO	104.17	201.92	375.01	726.91	0.00
MARZO	115.33	196.04	415.19	705.74	0.00
ABRIL	117.46	147.69	422.86	531.68	0.00
MAYO	129.15	118.39	464.94	426.20	38.74
JUNIO	131.67	91.91	474.01	330.88	143.14
JULIO	138.22	102.15	497.59	367.74	129.85
AGOSTO	133.90	143.68	482.04	517.25	0.00
SEPTIEMBRE	126.24	181.53	454.46	653.51	0.00
OCTUBRE	124.40	237.55	447.84	855.18	0.00
NOVIEMBRE	115.79	260.53	416.84	937.91	0.00
DICIEMBRE	140.81	270.24	506.92	972.86	0.00
ANUAL	1489.44	2194.71	5361.98	7900.96	311.72



# ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO

Título del proyecto:

GREEN VILLAGE:  
CÁLCULO DE NECESIDADES ENERGÉTICAS Y DISEÑO  
DE UNA MICRORRED CON ENERGÍAS RENOVABLES.

## DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES

Alumno: Elena Izuriaga Zaratiegui

Tutor: Javier Bustince Beorlegui

Pamplona, 26 de Abril de 2013

## TABLA DE CONTENIDOS

<b>I. CONDICIONES GENERALES.....</b>	<b>5</b>
<b>1.1. NATURALEZA Y OBJETO .....</b>	<b>6</b>
<b>1.2. CONDICIONES FACULTATIVAS.....</b>	<b>6</b>
1.2.1. Delimitación general de funciones técnicas .....	6
1.2.2. Obligaciones y derechos generales del contratista .....	8
1.2.3. Prescripciones generales relativas a los trabajos y a los materiales .....	10
1.2.4. Recepciones de trabajos cuya contrata haya sido rescindida.....	16
<b>1.3. CONDICIONES ECONÓMICAS. ....</b>	<b>17</b>
<b>1.4. CONDICIONES LEGALES. ....</b>	<b>19</b>
1.4.1. Recepción de obras.....	19
1.4.2. Cargos al contratista .....	20
1.4.3. Rescisión de contrato.....	20
 <b>II. CONDICIONES TÉCNICAS INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA.....</b>	 <b>22</b>
<b>2.1. CONDICIONES GENERALES DE LA INSTALACIÓN.....</b>	<b>22</b>
2.1.1. Condiciones generales .....	22
2.1.1.1. Fluido de trabajo. ....	23
2.1.1.2. Protección contra heladas. ....	24
2.1.1.3. Sobrecalentamientos .....	24
2.1.1.3.1. Protección contra sobrecalentamientos .....	24
2.1.1.3.2. Protección contra quemaduras. ....	24
2.1.1.3.3. Protección de materiales contra altas temperaturas. ....	25
2.1.1.4. Resistencia a presión. ....	25
2.1.1.5. Prevención de flujo inverso. ....	25
<b>2.2. CRITERIOS GENERALES DE CÁLCULO.....</b>	<b>25</b>
2.2.1. Dimensionado básico.....	26
2.2.2. Sistema de captación. ....	26
2.2.2.1. Generalidades.....	26
2.2.2.2. Conexionado. ....	27



2.2.2.3. Estructura soporte. ....	27
2.2.3. Sistema de acumulación solar. ....	27
2.2.3.1. Generalidades. ....	27
2.2.3.2. Situación de las conexiones. ....	28
2.2.4. Circuito hidráulico. ....	29
2.2.4.1. Generalidades. ....	29
2.2.4.2. Tuberías. ....	29
2.2.4.3. Bombas. ....	29
2.2.4.4. Vasos de expansión. ....	30
2.2.4.5. Purga de aire. ....	30
2.2.4.6. Drenaje. ....	30
2.2.5. Sistema de energía convencional auxiliar. ....	30
2.2.6. Sistema de control. ....	31
2.2.7. Sistema de medida. ....	32
<b>2.3. COMPONENTES .....</b>	<b>32</b>
2.3.1. Captadores solares. ....	32
2.3.2. Acumuladores. ....	33
2.3.3. Bombas de circulación .....	34
2.3.4. Tuberías. ....	34
2.3.5. Válvulas. ....	35
2.3.6. Vasos de expansión. ....	35
2.3.6.1. Vasos de expansión abiertos. ....	35
2.3.6.2. Vasos de expansión cerrados. ....	35
2.3.7. Purgadores. ....	36
2.3.8. Sistema de llenado. ....	36
2.3.9. Sistema eléctrico y de control. ....	37
<b>2.4. MANTENIMIENTO. ....</b>	<b>37</b>
2.4.1. Plan de vigilancia. ....	37
2.4.2. Plan de mantenimiento. ....	38
<b>2.5. NORMATIVA DE APLICACIÓN Y CONSULTA .....</b>	<b>42</b>
2.5.1 Normativa de aplicación .....	42
2.5.2 Normativa de consulta .....	42

<b>III. CONDICIONES TÉCNICAS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA-EÓLICA.....</b>	<b>44</b>
<b>3.1 CONDICIONES GENERALES .....</b>	<b>45</b>
<b>3.2 DISEÑO.....</b>	<b>45</b>
3.2.2 Orientación, inclinación y sombras.....	45
3.2.3 Dimensionado del sistema .....	45
3.2.4 Sistema de monitorización.....	46
<b>3.3 COMPONENTES Y MATERIALES .....</b>	<b>47</b>
3.3.1 Generalidades.....	47
3.3.2 Generadores fotovoltaicos. ....	47
3.3.3 Gestructura de soporte.....	48
3.3.4 Acumuladores de plomo-ácido. ....	49
3.3.5 Reguladores de carga.....	50
3.3.6. Inversores.....	52
3.3.7 Cargas de consumo.....	54
3.3.8 Sistema de bombeo de agua.....	55
3.3.9 Cableado .....	55
3.3.10 Protecciones y puesta a tierra.....	55
<b>3.4 RECEPCIÓN Y PRUEBAS.....</b>	<b>56</b>
<b>3.5 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO.....</b>	<b>57</b>
3.5.1 Generalidades.....	57
3.5.2 Programa de mantenimiento. ....	57
3.5.2 Garantías. ....	58

## CONDICIONES GENERALES

## 1.1. NATURALEZA Y OBJETO

El presente Pliego General de Condiciones tiene por finalidad regular la ejecución de las obras fijando los niveles técnicos y de calidad exigible, precisando las intervenciones que corresponden, según el contrato y con arreglo a la Legislación aplicable a la propiedad, al contratista de la misma, sus técnicos y encargados, así como las relaciones entre todos ellos y sus correspondientes obligaciones en orden al cumplimiento del contrato de obra.

## 1.2. CONDICIONES FACULTATIVAS.

### 1.2.1. DELIMITACIÓN GENERAL DE FUNCIONES TÉCNICAS

- **Técnico Facultativo**

Corresponde al Técnico Facultativo del presente proyecto:

- Redactar los complementos o rectificaciones del proyecto que se precisen.
- Asistir a las obras, cuantas veces lo requiera su naturaleza y complejidad, a fin de resolver las contingencias que se produzcan e impartir las órdenes complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución.
- Coordinar la intervención en obra de otros técnicos que, en su caso, concurran a la dirección con función propia en aspectos parciales de su especialidad.
- Aprobar las certificaciones parciales de obra, la liquidación final y asesorar al promotor en el acto de la recepción.
- Planificar, a la vista del proyecto, del contrato y de la normativa técnica de aplicación el control de calidad y económico de las obras.
- Redactar cuando sea requerido el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos del trabajo en la realización de la obra y aprobar el Plan de Seguridad e Higiene para la aplicación del mismo.
- Efectuar el replanteo de la obra y preparar el acta correspondiente, suscribiéndola en unión del Contratista.
- Comprobar las instalaciones provisionales, medios auxiliares y sistemas de seguridad e higiene en el trabajo, controlando su correcta ejecución.
- Ordenar y dirigir la ejecución material con arreglo al proyecto, a las normas técnicas y a las reglas de la buena construcción.

- Realizar o disponer las pruebas o ensayos de materiales, instalaciones y demás unidades de obra según las frecuencias de muestreo programadas en el plan de control, así como efectuar las demás comprobaciones que resulten necesarias para asegurar la calidad constructiva de acuerdo con el proyecto y la normativa técnica aplicable. De los resultados informará puntualmente al Contratista, impartiendo, en su caso, las órdenes oportunas; de no resolverse la contingencia adoptará las medidas que correspondan.
- Realizar las mediciones de obra ejecutada y dar conformidad, según las relaciones establecidas, a las certificaciones valoradas y a la liquidación de la obra.
- Suscribir el certificado final de obra.

- **Contratista**

Corresponde al Contratista:

- Organizar los trabajos de construcción, redactando los planes de obras que se precisen y proyectando o autorizando las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.
- Elaborar, cuando se requiera, el Plan de Seguridad e Higiene de la obra en aplicación del estudio correspondiente y disponer en todo caso la ejecución de las medidas preventivas, velando por su cumplimiento y por la observancia de la normativa vigente en materia de seguridad e higiene en el trabajo, en concordancia con las previstas en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo aprobada por O.M. 9-3-71.
- Suscribir con el Director Técnico el acta del replanteo de la obra.
- Ostentar la jefatura de todo el personal que intervenga en la obra y coordinar las intervenciones de los subcontratistas.
- Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y elementos constructivos que se utilicen, comprobando los preparativos en obra y rechazando, por iniciativa propia o por prescripción del Director Técnico, los materiales y/o suministros que no cuenten con las garantías o documentos de idoneidad requeridos por las normas de aplicación.
- Preparar las certificaciones parciales de obra y la propuesta de liquidación final.
- Suscribir con el Promotor las actas de recepción provisional y definitiva.
- Concertar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.
- Deberá tener siempre en la obra un número proporcionado de obreros a la extensión de los trabajos.

## 1.2.2. OBLIGACIONES Y DERECHOS GENERALES DEL CONTRATISTA

- **Verificación de los documentos del proyecto**

Antes de dar comienzo a las obras, el Contratista consignará por escrito que la documentación aportada le resulta suficiente para la comprensión de la totalidad de la obra contratada o, en caso contrario, solicitará las aclaraciones pertinentes. El Contratista se sujetará a las Leyes, Reglamentos y Ordenanzas vigentes, así como a las que se dicten durante la ejecución de la obra.

- **Plan de Seguridad e Higiene**

El Contratista, a la vista del Proyecto de Ejecución, conteniendo, en su caso, el Estudio de Seguridad e Higiene, presentará el Plan de Seguridad e Higiene de la obra a la aprobación del Técnico de la Dirección Facultativa.

- **Oficina en la obra**

El Contratista habilitará en la obra una oficina o zona en la que existirá una mesa o tablero adecuado, en el que puedan extenderse o consultarse los planos.

En dicha oficina tendrá siempre el Contratista a disposición de la Dirección Facultativa:

- El Proyecto de Ejecución completo.
- La Licencia de Obras.
- El Libro de Órdenes y Asistencias.
- El Plan de Prevención de Riesgos Laborales.
- El Libro de Incidencias.
- El Reglamento y Ordenanza de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- La Documentación de los Seguros.

- **Presencia del contratista**

El Contratista viene obligado a comunicar a la Propiedad la persona designada como delegado suyo en la obra, que tendrá carácter de jefe de la misma, con dedicación plena y con facultades para representarla y adoptar en todo momento cuantas disposiciones competan a la contrata.

Serán sus funciones las del Contratista según se especifica. Cuando la importancia de las obras lo requiera y así se consigne en el “Pliego de Condiciones Particulares de índole Facultativa”, el delegado del Contratista será un facultativo de grado superior o grado medio, según los casos.

El Pliego de Condiciones particulares determinará el personal facultativo o especialista que el Contratista se obligue a mantener en la obra como mínimo, y el tiempo de dedicación comprometido.

El incumplimiento de esta obligación o, en general, la falta de calificación suficiente por parte del personal según la naturaleza de los trabajos, facultará al Arquitecto para ordenar la paralización de las obras, sin derecho a reclamación alguna, hasta que se subsane la deficiencia.

El jefe de la obra, por sí mismo o por medio de sus técnicos encargados, estará presente durante la jornada legal de trabajo y acompañará al Técnico Facultativo, en las visitas que haga a las obras, poniéndose a su disposición para la práctica de los reconocimientos que se consideren necesarios y suministrándole los datos precisos para la comprobación de mediciones y liquidaciones.

- **Trabajos no estipulados expresamente trabajos**

Es obligación de la contrata el ejecutar cuanto sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aún cuando no se halle expresamente determinado en los documentos de Proyecto, siempre que, sin separarse de su espíritu y recta interpretación, lo disponga el Técnico Facultativo dentro de los límites de posibilidades que los presupuestos habiliten para cada unidad de obra y tipo de ejecución.

El Contratista, de acuerdo con la Dirección Facultativa, entregará en el acto de la recepción provisional, los planos de todas las instalaciones ejecutadas en la obra, con las modificaciones o estado definitivo en que hayan quedado.

El Contratista se compromete igualmente a entregar las autorizaciones que preceptivamente tienen que expedir las Delegaciones Provinciales de Industria, Sanidad, etc., y autoridades locales, para la puesta en servicio de las referidas instalaciones. Son también por cuenta del Contratista, todos los arbitrios, licencias municipales, vallas, alumbrado, multas, etc., que ocasionen las obras desde su inicio hasta su total terminación.

- **Interpretaciones, aclaraciones y modificaciones de los documentos del proyecto**

Cuando se trate de aclarar, interpretar o modificar preceptos de los Pliegos de Condiciones o indicaciones de los planos o croquis, las órdenes e instrucciones correspondientes se comunicarán precisamente por escrito al Contratista estando éste obligado a su vez, a devolver los originales o las copias suscribiendo con su firma al enterado, que figurará al pie de todas las órdenes, avisos o instrucciones que reciba del Técnico Facultativo.

Cualquier reclamación que en contra de las disposiciones tomadas por éstos crea oportuno hacer el Contratista, habrá que dirigirla, dentro precisamente del plazo de tres días, a quien la hubiera dictado, el cual dará al Contratista, el correspondiente recibo, si éste lo solicitase.

El Contratista podrá requerir del Técnico Facultativo, las instrucciones o aclaraciones que se precisen para la correcta interpretación y ejecución de lo proyecta

- **Reclamaciones contra las órdenes de la dirección facultativa**

Las reclamaciones que el Contratista quiera hacer contra las órdenes o instrucciones dimanadas de la Dirección Facultativa, sólo podrá presentarlas, ante la Propiedad, si son de orden económico y de acuerdo con las condiciones estipuladas en los Pliegos de Condiciones correspondientes. Contra disposiciones de orden técnico del Ingeniero, no se admitirá reclamación alguna, pudiendo el Contratista salvar su responsabilidad, si lo estima oportuno, mediante exposición razonada dirigida al Ingeniero, el cual podrá limitar su contestación al acuse del recibo, que en todo caso será obligatorio para este tipo de reclamaciones.

- **Faltas de personal**

Director Facultativo, en supuestos de desobediencia a sus instrucciones, manifiesta incompetencia o negligencia grave que comprometan o perturben la marcha de los trabajos podrá requerir el Contratista para que a parte de la obra a los dependientes u operarios causantes de la perturbación.

El Contratista podrá subcontratar capítulos o unidades de obra a otros contratistas e industriales, con sujeción en su caso, a lo estipulado en el Pliego de Condiciones Particulares y sin perjuicio de sus obligaciones como Contratista general de la obra.

### **1.2.3. PRESCRIPCIONES GENERALES RELATIVAS A LOS TRABAJOS Y A LOS MATERIALES.**

- **Caminos y accesos**

El Contratista dispondrá por su cuenta los accesos a la obra y el cerramiento o vallado de ésta.

Así mismo el Contratista se obligará a la colocación en lugar visible, a la entrada de la obra, de un cartel exento de panel metálico sobre estructura auxiliar donde se reflejarán los datos de la obra con relación al título de la misma y nombres de los técnicos competentes, cuyo diseño deberá ser aprobado previamente a su colocación por la Dirección Facultativa.

- **Replanteo**

El Contratista iniciará las obras con el replanteo de las mismas en el terreno, señalando las referencias principales que mantendrá como base de ulteriores replanteos parciales.

Dichos trabajos se considerarán a cargo del Contratista e incluidos en su oferta.



El Contratista someterá al replanteo a la aprobación del Director Facultativo y una vez éste haya dado su conformidad preparará un acta acompañada de un plano que deberá ser aprobada, siendo responsabilidad del Constructor la omisión de este trámite.

- **Comienzo de la obra. ritmo de ejecución de los trabajos**

El Contratista dará comienzo a las obras en el plazo marcado en el Pliego de Condiciones Particulares, desarrollándolas en la forma necesaria para que dentro de los periodos parciales en aquellos señalados queden ejecutados los trabajos correspondientes y, en consecuencia, la ejecución total se lleve a efecto dentro del plazo exigido en el Contrato.

Obligatoriamente y por escrito, deberá el Contratista dar cuenta al Director Facultativo del comienzo de los trabajos al menos con tres días de antelación.

- **Orden de los trabajos**

En general, la determinación del orden de los trabajos es facultad de la contrata, salvo aquellos casos en los que, por circunstancias de orden técnico, estime conveniente su variación la Dirección Facultativa.

- **Facilidades para otros contratistas**

De acuerdo con lo que requiera la Dirección Facultativa, el Contratista General deberá dar todas las facilidades razonables para la realización de los trabajos que le sean encomendados a todos los demás. Contratistas que intervengan en la obra. Ellos sin perjuicio de las compensaciones económicas a que haya lugar entre Contratistas por utilización de medios auxiliares o suministros de energía u otros conceptos. En caso de litigio, ambos Contratistas estarán a lo que resuelva la Dirección Facultativa.

- **Ampliación del proyecto por causas imprevistas o de fuerza mayor**

Cuando sea preciso por motivos imprevistos o por cualquier accidente, ampliar el Proyecto, no se interrumpirán los trabajos, continuándose según las instrucciones dadas por el Ingeniero en tanto se formula o se tramita el Proyecto Reformado. El Contratista está obligado a realizar con su personal y sus materiales cuando la Dirección de las obras disponga para apeos, apuntalamientos, derribos, recalzos o cualquier otra obra de carácter urgente.

- **Prórroga por causa de fuerza mayor**

Si por causa de fuerza mayor o independiente de la voluntad del Contratista, éste no pudiese comenzar las obras, o tuviera que suspenderlas, o no le fuera posible terminarlás en los plazos prefijados, se le otorgará una prórroga proporcionada para el cumplimiento de la contrata, previo informe favorable del Director Técnico. Para ello, el Contratista expondrá, en escrito dirigido al Director Técnico, la causa que impide la ejecución o la marcha de los trabajos y el retraso que por ello se originaría en los plazos acordados, razonando debidamente la prórroga que por dicha causa solicita.

- **Responsabilidad de la dirección facultativa en el retraso de la obra**

El Contratista no podrá excusarse de no haber cumplido los plazos de obra estipulados, alegando como causa la carencia de planos u órdenes de la Dirección Facultativa, a excepción del caso en que habiéndolo solicitado por escrito no se le hubiese proporcionado.

- **Condiciones generales de ejecución de los trabajos**

Todos los trabajos se ejecutarán con estricta sujeción al Proyecto, a las modificaciones del mismo que previamente hayan sido aprobadas y a las órdenes e instrucciones que bajo su responsabilidad y por escrito entregue el Director Técnico al Constructor, dentro de las limitaciones presupuestarias.

- **Obras ocultas**

De todos los trabajos y unidades de obra que hayan de quedar ocultos a la terminación de La instalación, se levantarán los planos precisos para que queden perfectamente definidos; estos documentos se extenderán por triplicado, siendo entregados: uno, al Arquitecto; otro a la Propiedad; y el tercero, al Contratista, firmados todos ellos por los tres. Dichos planos, que deberán ir suficientemente acotados, se considerarán documentos indispensables e irrecusables para efectuar las mediciones.

- **Trabajos defectuosos**

El Contratista debe emplear los materiales que cumplan las condiciones exigidas en las “Condiciones Generales y Particulares de índole Técnica” del Pliego de Condiciones y realizará todos y cada uno de los trabajos contratados de acuerdo con lo especificado también en dicho documento.

Por ello, y hasta que tenga lugar la recepción definitiva del edificio es responsable de la ejecución de los trabajos que ha contratado y de las faltas y defectos que en éstos puedan existir por su mala gestión o por la deficiente calidad de los materiales empleados o aparatos

colocados, sin que le exima de responsabilidad el control que compete al Ingeniero, ni tampoco el hecho de que los trabajos hayan sido valorados en las certificaciones parciales de obra, que siempre serán extendidas y abonadas a buena cuenta.

Como consecuencia de lo anteriormente expresado, cuando el Ingeniero advierta vicios o defectos en los trabajos citados, o que los materiales empleados o los aparatos colocados no reúnen las condiciones preceptuadas, ya sea en el curso de la ejecución de los trabajos, o finalizados éstos, y para verificarse la recepción definitiva de la obra, podrá disponer que las partes defectuosas demolidas y reconstruidas de acuerdo con lo contratado, y todo ello a expensas de la contrata. Si ésta no estimase justa la decisión y se negase a la demolición y reconstrucción o ambas, se planteará la cuestión ante la Propiedad, quien resolverá.

- **Vicios ocultos**

Si el Ingeniero tuviese fundadas razones para creer en la existencia de vicios ocultos de construcción en las obras ejecutadas, ordenará efectuar en cualquier tiempo, y antes de la recepción definitiva, los ensayos, destructivos o no, que crea necesarios para reconocer los trabajos que suponga defectuosos. Los gastos que se observen serán de cuenta del Contratista, siempre que los vicios existan realmente.

- **De los materiales y los aparatos. Su procedencia**

El Contratista tiene libertad de proveerse de los materiales y aparatos de todas clases en los puntos que le parezca conveniente, excepto en los casos en que el Pliego Particular de Condiciones Técnicas preceptúe una procedencia determinada. Obligatoriamente, y para proceder a su empleo o acopio, el Constructor deberá presentar al Ingeniero una lista completa de los materiales y aparatos que vaya a utilizar en la que se indiquen todas las indicaciones sobre las marcas, calidades, procedencia e idoneidad de cada uno de ellos.

- **Materiales no utilizables**

El Contratista, a su costa, transportará y colocará, agrupándolos ordenadamente y en el lugar adecuado, los materiales procedentes de las excavaciones, derribos, etc., que no sean utilizables en la obra. Se retirarán de ésta o se llevarán al vertedero, cuando así estuviese establecido en el Pliego de Condiciones Particulares vigentes en la obra.

Si no hubiesen preceptuado nada sobre el particular, se retirarán de ella cuando así lo ordene el Ingeniero.

- **Gastos ocasionados por pruebas y ensayos**

Todos los gastos originados por las pruebas y ensayos de materiales o elementos que intervengan en la ejecución de las obras, serán de cuenta de la contrata. Todo ensayo que no

haya resultado satisfactorio o que no ofrezca las suficientes garantías podrá comenzarse de nuevo a cargo del mismo.

- **Limpieza de las obras e instalaciones**

Es obligación del Contratista mantener limpias las obras y sus alrededores, tanto de escombros como de materiales sobrantes, hacer desaparecer las instalaciones provisionales que no sean necesarias, así como adoptar las medidas y ejecutar todos los trabajos que sean necesarios para que la obra ofrezca un buen aspecto.

- **Obras sin prescripciones**

En la ejecución de trabajos que entran en la construcción de las obras y para los cuales no existan prescripciones consignadas explícitamente en este Pliego ni en la restante documentación del Proyecto, el Contratista se atenderá, en primer término, a las instrucciones que dicte la Dirección Facultativa de las obras y, en segundo lugar, a las reglas y prácticas de la buena construcción.

- **Recepción provisional de la obra**

Quince días antes de dar fin a las obras, comunicará el Ingeniero, a la Propiedad la proximidad de su terminación a fin de convenir la fecha para el acto de Recepción Provisional.

Ésta se realizará con la intervención de un Técnico designado por la Propiedad, del Contratista y del Ingeniero. Practicando un detenido reconocimiento de las obras, se extenderá un acta con tantos ejemplares como intervinientes y firmados todos ellos.

Desde ésta fecha empezará a correr el plazo de garantía, si las obras se hallasen en estado de ser admitidas. Seguidamente, la Dirección Facultativa extenderá el correspondiente Certificado Final de Obra.

Cuando las obras no se hallen en estado de ser recibidas, se hará constar en el acta y se dará al Contratista las oportunas instrucciones para remediar los defectos observados, fijando un plazo para subsanarlos, expirando el cual, se efectuará un nuevo reconocimiento a fin de proceder a la recepción provisional de la obra.

Si el Contratista no hubiese cumplido, podrá declararse resuelto el contrato con pérdida de la fianza.

Al realizarse la Recepción Provisional de las Obras, deberá presentar el Contratista las pertinentes autorizaciones de los Organismos Oficiales de la Provincia, para el uso y puesta en servicio de las instalaciones que así lo requieran. No se efectuará esa Recepción Provisional, ni como es lógico la Definitiva, si no se cumple este requisito.

- **Documentación de la obra**

El Ingeniero Director facilitará a la Propiedad la documentación final de las obras, con las especificaciones y contenido dispuesto por la legislación vigente.

- **Medición definitiva de los trabajos y liquidación provisional de la obra**

Recibidas provisionalmente las obras, se procederá inmediatamente por el Ingeniero a su medición definitiva, con precisa asistencia del Contratista o de su representante. Se extenderá la oportuna certificación por triplicado que, aprobada por el Ingeniero con su firma, servirá para el abono por la Propiedad del saldo resultante salvo la cantidad retenida en concepto de fianza.

- **Plazo de garantía**

El plazo de garantía será de doce meses, y durante este periodo el Contratista corregirá los defectos observados, eliminará las obras rechazadas y reparará las averías que por esta causa se produjeran, todo ello por su cuenta y sin derecho a indemnización alguna, ejecutándose en caso de resistencia dichas obras por la Propiedad con cargo a la fianza.

El Contratista garantiza a la Propiedad contra toda reclamación de tercera persona, derivada del incumplimiento de sus obligaciones económicas o disposiciones legales relacionadas con la obra. Una vez aprobada la Recepción y Liquidación Definitiva de las obras.

Tras la Recepción Definitiva de la obra, el Contratista quedará relevado de toda responsabilidad salvo en lo referente a los vicios ocultos de la construcción.

- **Conservación de las obras recibidas provisionalmente**

Los gastos de conservación durante el plazo de garantía comprendido entre las recepciones provisionales y definitivas, correrán a cargo del Contratista.

Por lo tanto, el Contratista durante el plazo de garantía será el conservador de la instalación, donde tendrá el personal suficiente para atender a todas las averías y reparaciones que puedan presentarse, aunque el establecimiento fuese ocupado o utilizado por la Propiedad, antes de la Recepción Definitiva.

- **De la recepción definitiva**

La Recepción Definitiva se verificará después de transcurrido el plazo de garantía en igual forma y con las mismas formalidades que la Provisional, a partir de cuya fecha cesará la obligación del Contratista de reparar a su cargo aquellos desperfectos inherentes a la norma

conservación de los edificios y quedarán sólo subsistentes todas las responsabilidades que pudieran alcanzarle por vicios de la construcción.

- **Prórroga del plazo de garantía**

Si al proceder al reconocimiento para la recepción definitiva de la obra, no se encontrase ésta en las condiciones debidas, se aplazará dicha Recepción Definitiva y el Ingeniero Director marcará al Contratista los plazos y formas en que deberán realizarse las obras necesarias y de no efectuarse dentro de aquellos, podrá resolverse el contrato con pérdidas de la fianza.

#### **1.2.4. RECEPCIONES DE TRABAJOS CUYA CONTRATA HAYA SIDO RESCINDIDA.**

En el caso de resolución del contrato, el Contratista vendrá obligado a retirar, en el plazo que se fije en el Pliego de Condiciones Particulares, la maquinaria, medios auxiliares, instalaciones, etc., a resolver los subcontratos que tuviese concertados y a dejar la obra en condiciones de ser reanudadas por otra empresa.

Las obras y trabajos terminados por completo se recibirán provisionalmente con los trámites establecidos.

Para las obras y trabajos no terminados pero aceptables a juicio del Ingeniero, se efectuará una sola recepción definitiva.

### 1.3. CONDICIONES ECONÓMICAS.

Como base fundamental de estas “Condiciones generales de índole económica”, se establece el principio de que el contratista debe percibir el importe de todos los trabajos ejecutados, siempre que estos se hayan realizado con arreglo y sujeción al proyecto y condiciones generales particulares que rijan la construcción del edificio y obra aneja contratada.

Si el contratista se negase a hacer por su cuenta los trabajos precisos para utilizar la obra en las condiciones contratadas, el ingeniero director, en nombre y representación del propietario, las ordenará ejecutar a un tercero, o directamente por administración, sin perjuicio de las acciones legales a que tenga derecho el propietario.

Los precios de unidades de obra, así como los de los materiales o de mano de obra de trabajos, que no figuren entre los contratados, se fijarán contradictoriamente entre el ingeniero director y el contratista o su representante autorizado a estos efectos. El contratista los presentará descompuestos, siendo condición necesaria la presentación y la aprobación de estos precios, antes de proceder a la ejecución de las unidades de obra correspondientes.

Si el contratista, antes de la firma del contrato, no hubiese hecho la reclamación u observación oportuna, no podrá, bajo ningún pretexto de error u omisión, reclamar el aumento de los precios fijados en el cuadro correspondiente del presupuesto que sirve de base para la ejecución de las obras.

Tampoco se le admitirá reclamación de ninguna especie fundada en indicaciones que, sobre las obras, se hagan en la memoria, por no ser este documento el que sirva de base a la contrata. Las equivocaciones materiales o errores aritméticos en las cantidades de obra en su importe, se corregirán en cualquier época que se observen, pero no se tendrán en cuenta a la hora de rescisión de contrato, sino en el caso de que el ingeniero director o el contratista los hubieran hecho notar dentro del plazo de cuatro meses contados desde la fecha de adjudicación. Las equivocaciones materiales no alterarán la baja proporcional hecha en la contrata, respecto del importe del presupuesto que ha de servir de base a la misma, pues esta baja se fijará siempre por la relación entre las cifras de dicho presupuesto, antes de las correcciones y de la cantidad ofrecida.

El contratista deberá percibir el importe de todas aquellas unidades de obra que haya ejecutado, con arreglo a sujeción a los documentos del proyecto, a las condiciones de la contrata y a las órdenes e instrucciones que, por escrito, entregue el ingeniero director, y siempre dentro de las cifras a que asciendan los presupuestos aprobados.

Tanto en las certificaciones como en la liquidación final, las obras serán, en todo caso, abonadas a los precios que para cada unidad de obra figuren en la oferta aceptada, a los precios contradictorios fijados en el transcurso de las obras, así como respecto a las partidas alzadas y obras accesorias y complementarias.

En ningún caso, el número de unidades que se consigue en el proyecto o en el presupuesto podrá servir de fundamento para reclamaciones de ninguna especie.

En ningún caso podrá el contratista, alegando retraso en los pagos, suspender trabajos ni ejecutarlos a menor ritmo que el que les corresponda, con arreglo al plazo en que deban tramitarse.

No se admitirán mejoras de obra, más que en el caso en el que el ingeniero director haya ordenado por escrito la ejecución de trabajos nuevos o que mejoren la calidad de los contratados, así como la de los materiales y aparatos previstos en el contrato.

Tampoco se admitirán aumentos de obra en las unidades contratadas, salvo caso de error en las mediciones del proyecto, a menos que el ingeniero director ordene, también por escrito, la ampliación de las contratadas.

El contratista estará obligado a asegurar la instalación contratada, durante todo el tiempo que dure su ejecución, hasta la recepción definitiva, la cuantía del seguro coincidirá en cada momento, con el valor que tengan, por contrata, los objetos que tengan asegurados.

Si el contratista, siendo su obligación, no atiende a la conservación de la instalación durante el plazo de garantía, en el caso en el que el edificio no haya sido ocupado por el propietario, procederá a disponer de todo lo que sea preciso que se atienda al mantenimiento, limpieza y todo lo que fuera menester para su buena conservación, abonándose todo ello por cuenta de la contrata.

El ingeniero director se niega, de antemano, al arbitraje de precios, después de ejecutada la obra, en el supuesto que los precios base contratados no sean puestos en su conocimiento previamente a la ejecución de la obra.



## **1.4. CONDICIONES LEGALES.**

### **1.4.1. RECEPCIÓN DE OBRAS**

Una vez terminadas las obras y hallándose estas aparentemente en las condiciones exigidas, se procederá su recepción provisional dentro del mes siguiente a su finalización.

Al acto de recepción concurrirán un representante autorizado por la propiedad contratante, el Facultativo encargado de la Dirección de la Obra y el contratista, levantándose el acta correspondiente.

En caso de que las obras no se hallen en estado de ser recibidas se hará constar así en el acta y se darán las instrucciones precisas y detalladas por el Facultativo al contratista con el fin de remediar los defectos observados, fijándole plazo para efectuarlo, expirado el cual se hará un nuevo reconocimiento para la recepción provisional de las obras.

Si la contrata no hubiese cumplido se declarará resuelto el contrato con pérdida de fianza por no acatar la obra en el plazo estipulado, a no ser que la propiedad crea procedente fijar un nuevo plazo prorrogable.

El plazo de la garantía comenzará a contarse a partir de la fecha de la recepción provisional de la obra.

Al realizarse la recepción provisional de las obras deberá presentarse el contratista las pertinentes autorizaciones de los organismos oficiales de la provincia para el uso y puesta en servicio de las instalaciones que así lo requieran. No se efectuará esa recepción provisional de las obras, ni, como es lógico, la definitiva, si no se cumple este requisito.

Dentro del mes siguiente al cumplimiento del plazo de garantía, se procederá a la recepción definitiva de las obras.

Si las obras se encontrasen en las condiciones debidas, se recibirán con carácter definitivo, levantándose el acta correspondiente, quedando por dicho acto el contratista relevado de toda responsabilidad, salvo la que pudiera derivarse por vicios ocultos de la construcción, debido al incumplimiento doloso del contrato.

Sin perjuicio de las garantías que expresamente se detallan en el pliego de cláusulas administrativas, el contratista garantiza en general todas las obras que ejecute, así como los materiales empleados en ellas y su buena manipulación.

El plazo de garantía será de un año, y durante este periodo el contratista corregirá los defectos observados, eliminará las obras rechazadas y reparará las averías que por dicha causa se produzcan, todo ello por su cuenta y sin derecho a indemnización alguna, ejecutándose en caso de resistencia dichas obras por la propiedad con cargo a la fianza.

El contratista garantiza la propiedad contra toda reclamación de tercera persona, derivada del incumplimiento de sus obligaciones económicas o disposiciones legales relacionadas con la

obra. Una vez aprobada la recepción y liquidación definitiva de las obras, la propiedad tomará acuerdo respecto a la fianza depositada por el contratista.

Tras la recepción definitiva de la obra, el contratista quedará relevado de toda responsabilidad salvo lo referente a los vicios ocultos de la construcción debidos al incumplimiento doloso del contrato por parte del empresario, de los cuales responderá en el término de 15 años.

Transcurrido este plazo quedará totalmente extinguida la responsabilidad.

Con carácter previo a la ejecución de las unidades de obra, los materiales habrán de ser reconocidos y aprobados por la Dirección Facultativa. Si se hubiese efectuado su manipulación o colocación sin obtener dicha conformidad, deberán ser retirados todos aquellos que la citada dirección rechaza, dentro de un plazo de 30 días.

El contratista presentará oportunamente muestras de cada clase de material para su aprobación por la dirección facultativa, las cuales conservará para efectuar en su día comparación o cotejo con los que se empleen en la obra. Siempre que la Dirección Facultativa lo estime necesario, serán efectuadas por cuenta de la contrata las pruebas o análisis que permitan apreciar las condiciones de los materiales a emplear.

#### **1.4.2. CARGOS AL CONTRATISTA**

El contratista, de acuerdo con la Dirección Facultativa, entregará en el acto de la recepción provisional los planos de todas las instalaciones ejecutadas en la obra, con las modificaciones o estado definitivo en que hayan quedado.

El contratista se compromete igualmente a entregar las autorizaciones que preceptivamente tienen que expedir las direcciones provinciales de industria, sanidad, etc., y autoridades locales, para la puesta en servicio de las referidas instalaciones.

Son también de cuenta del contratista todos los arbitrios, licencias municipales, vallas, alumbrado, multas, etc., que ocasionen las obras desde su inicio hasta su total terminación.

El contratista durante el año que medie entre la recepción provisional y la definitiva, será el conservador del edificio, donde tendrá el personal suficiente para atender a todas las averías y reparaciones que puedan presentarse, aunque el establecimiento fuese ocupado o utilizado por la propiedad antes de la recepción definitiva.

Para todo aquello no detallado expresamente en los artículos anteriores, y en especial sobre las condiciones que deberán reunir los materiales que se empleen en obra, así como la ejecución de cada unidad de obra y las normas para su medición y valoración, regirá el Pliego de Condiciones Técnicas de la Dirección General de Arquitectura de 1960. Se cumplimentarán todas las normas de la presidencia del Gobierno y Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo vigentes y las sucesivas que se publiquen en el transcurso de las obras.

#### **1.4.3. RESCISIÓN DE CONTRATO**

Son causas de rescisión de contrato las siguientes:

- a) La muerte o incapacidad del contratista.
- b) La quiebra del contratista.
- c) Las alteraciones del contrato por las causas siguientes:
  - Modificación del Proyecto de tal forma que represente alteraciones fundamentales del mismo a juicio de la Dirección Facultativa, y en cualquier caso siempre que la variación del presupuesto de contrata, como consecuencia de éstas modificaciones represente en más o menos el 25% como mínimo del importe total.
  - La modificación de unidades de obra, siempre que estas modificaciones representen variaciones en más o menos del 40% como mínimo de algunas de las unidades que figuran en las mediciones del Proyecto, o más de un 50% de unidades del Proyecto modificado.
- d) La suspensión de obra comenzada, siempre que el plazo de suspensión haya excedido de 6 meses.
- e) La suspensión de obra comenzada y en todo caso, siempre que por causas ajenas a la contrata no dé comienzo a la obra dentro del plazo a 90 días a partir de la adjudicación, en este caso la devolución de la fianza será automática.
- f) La inobservancia del plan cronológico de la obra, y en especial, el plazo de ejecución y terminación total de la obra.
- g) El incumplimiento de las cláusulas contractuales en cualquier medida, extensión o modalidad siempre que, a juicio de la Dirección Técnica sea por descuido inexcusable o mala fe manifiesta.
- h) La mala fe en la ejecución en los trabajos.

# **CONDICIONES TÉCNICAS INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA**

## **2.1. CONDICIONES GENERALES DE LA INSTALACIÓN**

### **2.1.1. CONDICIONES GENERALES**

El objetivo básico del sistema solar es suministrar al usuario una instalación solar que:

- Optimice el ahorro energético global de la instalación en combinación con el resto de equipos térmicos del edificio.
- Garantice una durabilidad y calidad suficientes.
- Garantice un uso seguro de la instalación.

Las instalaciones se realizarán con un circuito primario y un circuito secundario independientes, con producto químico anticongelante, evitándose cualquier tipo de mezcla de los distintos fluidos que pueden operar en la instalación.

Si la instalación debe permitir que el agua alcance una temperatura de 60 °C, no se admitirá la presencia de componentes de acero galvanizado.

Respecto a la protección contra descargas eléctricas, las instalaciones deben cumplir con lo fijado en la reglamentación vigente y en las normas específicas que la regulen.

Se instalarán manguitos electrolíticos entre elementos de diferentes materiales para evitar el par galvánico.

#### **2.1.1.1. Fluido de trabajo.**

El fluido portador se seleccionará de acuerdo con las especificaciones del fabricante de los captadores. Pueden utilizarse como fluidos en el circuito primario agua de la red, agua desmineralizada o agua con aditivos, según las características climatológicas del lugar de instalación y de la calidad del agua empleada. En caso de utilización de otros fluidos térmicos se incluirán en el proyecto su composición y su calor específico.

El fluido de trabajo tendrá un pH a 20 °C entre 5 y 9, y un contenido en sales que se ajustará a los señalados en los puntos siguientes:

- La salinidad del agua del circuito primario no excederá de 500 mg/l totales de sales solubles. En el caso de no disponer de este valor se tomará el de conductividad como variable limitante, no sobrepasando los 650 µS/cm.
- El contenido en sales de calcio no excederá de 200 mg/l, expresados como contenido en carbonato cálcico.
- El límite de dióxido de carbono libre contenido en el agua no excederá de 50 mg/l. Fuera de estos valores, el agua deberá ser tratada.

### **2.1.1.2. Protección contra heladas.**

El fabricante, suministrador final, instalador o diseñador del sistema deberá fijar la mínima temperatura permitida en el sistema. Todas las partes del sistema que estén expuestas al exterior deben ser capaces de soportar la temperatura especificada sin daños permanentes en el sistema.

Cualquier componente que vaya a ser instalado en el interior de un recinto donde la temperatura pueda caer por debajo de los 0 °C, deberá estar protegido contra las heladas.

La instalación estará protegida, con un producto químico no tóxico cuyo calor específico no será inferior a 3 kJ/kg K, en 5 °C por debajo de la mínima histórica registrada con objeto de no producir daños en el circuito primario de captadores por heladas. Adicionalmente este producto químico mantendrá todas sus propiedades físicas y químicas dentro de los intervalos mínimo y máximo de temperatura permitida por todos los componentes y materiales de la instalación.

Se podrá utilizar otro sistema de protección contra heladas que, alcanzando los mismos niveles de protección, sea aprobado por la Administración Competente.

### **2.1.1.3. Sobre calentamientos**

#### ***2.1.1.3.1. Protección contra sobre calentamientos***

Se dotará a las instalaciones solares de dispositivos de control manuales o automáticos que eviten los sobre calentamientos de la instalación que puedan dañar los materiales o equipos y penalicen la calidad del suministro energético. En el caso de dispositivos automáticos, se evitarán de manera especial las pérdidas de fluido anticongelante, el relleno con una conexión directa a la red y el control del sobre calentamiento mediante el gasto excesivo de agua de red. Especial cuidado se tendrá con las instalaciones de uso estacional en las que en el periodo de no utilización se tomarán medidas que eviten el sobre calentamiento por el no uso de la instalación.

Cuando el sistema disponga de la posibilidad de drenajes como protección ante sobre calentamientos, la construcción deberá realizarse de tal forma que el agua caliente o vapor del drenaje no supongan ningún peligro para los habitantes y no se produzcan daños en el sistema, ni en ningún otro material en el edificio o vivienda.

Cuando las aguas sean duras, es decir con una concentración en sales de calcio entre 100 y 200 mg/l, se realizarán las previsiones necesarias para que la temperatura de trabajo de cualquier punto del circuito de consumo no sea superior a 60 °C, sin perjuicio de la aplicación de los requerimientos necesarios contra la legionaria. En cualquier caso, se dispondrán los medios necesarios para facilitar la limpieza de los circuitos.

#### ***2.1.1.3.2. Protección contra quemaduras.***

En sistemas de Agua Caliente Sanitaria, donde la temperatura de agua caliente en los puntos de consumo pueda exceder de 60 °C se instalará un sistema automático de mezcla u otro sistema que limite la temperatura de suministro a 60 °C, aunque en la parte solar pueda alcanzar una temperatura superior para sufragar las pérdidas. Este sistema deberá ser capaz de soportar la máxima temperatura posible de extracción del sistema solar.

#### ***2.1.1.3.3. Protección de materiales contra altas temperaturas.***

El sistema deberá ser calculado de tal forma que nunca se exceda la máxima temperatura permitida por todos los materiales y componentes.

#### **2.1.1.4. Resistencia a presión.**

Los circuitos deben someterse a una prueba de presión de 1,5 veces el valor de la presión máxima de servicio. Se ensayará el sistema con esta presión durante al menos una hora no produciéndose daños permanentes ni fugas en los componentes del sistema y en sus interconexiones. Pasado este tiempo, la presión hidráulica no deberá caer más de un 10 % del valor medio medido al principio del ensayo.

El circuito de consumo deberá soportar la máxima presión requerida por las regulaciones nacionales / europeas de agua potable para instalaciones de agua de consumo abiertas o cerradas.

En caso de sistemas de consumo abiertos con conexión a la red, se tendrá en cuenta la máxima presión de la misma para verificar que todos los componentes del circuito de consumo soportan dicha presión.

#### **2.1.1.5. Prevención de flujo inverso.**

La instalación del sistema deberá asegurar que no se produzcan pérdidas energéticas relevantes debidas a flujos inversos no intencionados en ningún circuito hidráulico del sistema.

Al situarse los depósitos de acumulación por debajo del sistema de captación se deberán de tomar las medidas oportunas para prevenir la circulación natural que produce en flujo inverso.

Para evitar flujos inversos es aconsejable la utilización de válvulas antirretorno, salvo que el equipo sea por circulación natural.

## **2.2. CRITERIOS GENERALES DE CÁLCULO.**

## **2.2.1. DIMENSIONADO BÁSICO.**

En la memoria del proyecto se establecerá el método de cálculo, especificando, al menos en base mensual, los valores medios diarios de la demanda de energía y de la contribución solar. Asimismo el método de cálculo incluirá las prestaciones globales anuales definidas por:

- a) La demanda de energía térmica.
- b) La energía solar térmica aportada.
- c) Las fracciones solares mensuales y anuales.
- d) El rendimiento medio anual.

Se deberá comprobar si existe algún mes del año en el cual la energía producida teóricamente por la instalación solar supera la demanda correspondiente a la ocupación real o algún otro periodo de tiempo en el cual puedan darse las condiciones de sobrecalentamiento, tomándose en estos casos las medidas de protección de la instalación correspondientes.

Durante ese periodo de tiempo se intensificarán los trabajos de vigilancia descritos en el apartado de mantenimiento. En una instalación de energía solar, el rendimiento del captador, independientemente de la aplicación y la tecnología usada, debe ser siempre igual o superior al 40%.

Adicionalmente se deberá cumplir que el rendimiento medio dentro del periodo al año en el que se utilice la instalación, deberá ser mayor que el 20 %.

## **2.2.2. SISTEMA DE CAPTACIÓN.**

### **2.2.2.1. Generalidades.**

El captador seleccionado deberá poseer la certificación emitida por el organismo competente en la materia según lo regulado en el RD 891/1980 de 14 de Abril, sobre homologación de los captadores solares y en la Orden de 28 de Julio de 1980 por la que se aprueban las normas e instrucciones técnicas complementarias para la homologación de los captadores solares, o la certificación o condiciones que considere la reglamentación que lo sustituya.

Se recomienda que los captadores que integren la instalación sean del mismo modelo, tanto por criterios energéticos como por criterios constructivos.

En las instalaciones destinadas exclusivamente a la producción de agua caliente sanitaria mediante energía solar, se recomienda que los captadores tengan un coeficiente global de pérdidas, referido a la curva de rendimiento en función de la temperatura ambiente y temperatura de entrada, menor de 10 Wm<sup>2</sup>/°C, según los coeficientes definidos en la normativa en vigor.



#### **2.2.2.2. Conexionado.**

Se debe prestar especial atención en la estanqueidad y durabilidad de las conexiones del captador.

Los captadores se dispondrán en filas constituidas, preferentemente, por el mismo número de elementos. Las filas de captadores se pueden conectar entre sí en paralelo, en serie ó en serie-paralelo, debiéndose instalar válvulas de cierre, en la entrada y salida de las distintas baterías de captadores y entre las bombas, de manera que puedan utilizarse para aislamiento de estos componentes en labores de mantenimiento, sustitución, etc. Además se instalará una válvula de seguridad por fila con el fin de proteger la instalación.

Dentro de cada fila los captadores se conectarán en serie ó en paralelo. El número de captadores que se pueden conectar en paralelo tendrá en cuenta las limitaciones del fabricante. En el caso de que la aplicación sea exclusivamente de ACS se podrán conectar en serie hasta 10 m<sup>2</sup> en las zonas climáticas I y II, hasta 8 m<sup>2</sup> en la zona climática III y hasta 6 m<sup>2</sup> en las zonas climáticas IV y V.

La conexión entre captadores y entre filas se realizará de manera que el circuito resulte equilibrado hidráulicamente recomendándose el retorno invertido frente a la instalación de válvulas de equilibrado.

#### **2.2.2.3. Estructura soporte.**

Se aplicará a la estructura soporte las exigencias del Código Técnico de la Edificación en cuanto a seguridad.

El cálculo y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de captadores permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transferir cargas que puedan afectar a la integridad de los captadores o al circuito hidráulico.

Los puntos de sujeción del captador serán suficientes en número, teniendo el área de apoyo y posición relativa adecuada, de forma que no se produzcan flexiones en el captador, superiores a las permitidas por el fabricante.

Los topes de sujeción de captadores y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los captadores.

### **2.2.3. SISTEMA DE ACUMULACIÓN SOLAR.**

#### **2.2.3.1. Generalidades.**

El sistema solar se debe concebir en función de la energía que aporta a lo largo del día y no en función de la potencia del generador (captadores solares), por tanto se debe prever una acumulación acorde con la demanda al no ser ésta simultánea con la generación.

Para la aplicación de ACS, el área total de los captadores tendrá un valor tal que se cumpla la condición:

Siendo:

$$50 < V/A < 180$$

- A: suma de las áreas de los captadores [m<sup>2</sup>]
- V: volumen del depósito de acumulación solar [litros].

Es admisible prever un conexionado puntual entre el sistema auxiliar y el acumulador solar, de forma que se pueda calentar este último con el auxiliar. En ambos casos deberá ubicarse un termómetro cuya lectura sea fácilmente visible por el usuario. No obstante, se podrán realizar otros métodos de tratamiento antilegionela permitidos por la legislación vigente.

Los acumuladores de los sistemas con un volumen mayor de 2 m<sup>3</sup> deben llevar válvulas de corte u otros sistemas adecuados para cortar flujos al exterior del depósito no intencionados en caso de daños del sistema.

### 2.2.3.2. Situación de las conexiones.

Las conexiones de entrada y salida se situarán de forma que se eviten caminos preferentes de circulación del fluido y, además:

- a) la conexión de entrada de agua caliente procedente del intercambiador o de los captadores al interacumulador se realizará, preferentemente a una altura comprendida entre el 50% y el 75% de la altura total del mismo.
- b) la conexión de salida de agua fría del acumulador hacia el intercambiador o los captadores se realizará por la parte inferior de éste.
- c) la conexión de retorno de consumo al acumulador y agua fría de red se realizarán por la parte inferior.
- d) la extracción de agua caliente del acumulador se realizará por la parte superior.

La conexión de los acumuladores permitirá la desconexión individual de los mismos sin interrumpir el funcionamiento de la instalación.

No se permite la conexión de un sistema de generación auxiliar en el acumulador solar, ya que esto puede suponer una disminución de las posibilidades de la instalación solar para

proporcionar las prestaciones energéticas que se pretenden obtener con este tipo de instalaciones. Para los equipos de instalaciones solares que vengan preparados de fábrica para albergar un sistema auxiliar eléctrico, se deberá anular esta posibilidad de forma permanente, mediante sellado irreversible u otro medio.

## **2.2.4. CIRCUITO HIDRÁULICO.**

### **2.2.4.1. Generalidades.**

El caudal del fluido portador se determinará de acuerdo con las especificaciones del fabricante como consecuencia del diseño de su producto. En su defecto su valor estará comprendido entre 1,2 l/s y 2 l/s por cada 100 m<sup>2</sup> de red de captadores. En las instalaciones en las que los captadores estén conectados en serie, el caudal de la instalación se obtendrá aplicando el criterio anterior y dividiendo el resultado por el número de captadores conectados en serie.”

### **2.2.4.2. Tuberías.**

El sistema de tuberías y sus materiales deben ser tales que no exista posibilidad de formación de obturaciones o depósitos de cal para las condiciones de trabajo.

Con objeto de evitar pérdidas térmicas, la longitud de tuberías del sistema deberá ser tan corta como sea posible y evitar al máximo los codos y pérdidas de carga en general. Los tramos horizontales tendrán siempre una pendiente mínima del 1% en el sentido de la circulación.

El aislamiento de las tuberías de intemperie deberá llevar una protección externa que asegure la durabilidad ante las acciones climatológicas admitiéndose revestimientos con pinturas asfálticas, poliésteres reforzados con fibra de vidrio o pinturas acrílicas. El aislamiento no dejará zonas visibles de tuberías o accesorios, quedando únicamente al exterior los elementos que sean necesarios para el buen funcionamiento y operación de los componentes.

### **2.2.4.3. Bombas.**

Si el circuito de captadores está dotado con una bomba de circulación, la caída de presión se debería mantener aceptablemente baja en todo el circuito.

Siempre que sea posible, las bombas en línea se montarán en las zonas más frías del circuito, teniendo en cuenta que no se produzca ningún tipo de cavitación y siempre con el eje de rotación en posición horizontal.

En instalaciones superiores a 50 m<sup>2</sup> se montarán dos bombas idénticas en paralelo, dejando una de reserva, tanto en el circuito primario como en el secundario. En este caso se preverá el funcionamiento alternativo de las mismas, de forma manual o automática.

#### **2.2.4.4. Vasos de expansión.**

Los vasos de expansión preferentemente se conectarán en la aspiración de la bomba. La altura en la que se situarán los vasos de expansión abiertos será tal que asegure el no desbordamiento del fluido y la no introducción de aire en el circuito primario.

#### **2.2.4.5. Purga de aire.**

En los puntos altos de la salida de baterías de captadores y en todos aquellos puntos de la instalación donde pueda quedar aire acumulado, se colocarán sistemas de purga constituidos por botellines de desaireación y purgador manual o automático. El volumen útil del botellín será superior a 100 cm<sup>3</sup>. Este volumen podrá disminuirse si se instala a la salida del circuito solar y antes del intercambiador un desaireador con purgador automático.

En el caso de utilizar purgadores automáticos, adicionalmente, se colocarán los dispositivos necesarios para la purga manual.

#### **2.2.4.6. Drenaje.**

Los conductos de drenaje de las baterías de captadores se diseñarán en lo posible de forma que no puedan congelarse.

### **2.2.5. SISTEMA DE ENERGÍA CONVENCIONAL AUXILIAR.**

Para asegurar la continuidad en el abastecimiento de la demanda térmica, las instalaciones de energía solar deben disponer de un sistema de energía convencional auxiliar.

Queda prohibido el uso de sistemas de energía convencional auxiliar en el circuito primario de captadores.

El sistema convencional auxiliar se diseñara para cubrir el servicio como si no se dispusiera del sistema solar. Sólo entrará en funcionamiento cuando sea estrictamente necesario y de forma que se aproveche lo máximo posible la energía extraída del campo de captación.

El sistema de aporte de energía convencional auxiliar con acumulación o en línea, siempre dispondrá de un termostato de control sobre la temperatura de preparación que en condiciones normales de funcionamiento permitirá cumplir con la legislación vigente en cada momento referente a la prevención y control de la legionelosis.

La temperatura de tarado del termostato de seguridad será, como máximo, 10 °C mayor que la temperatura máxima de impulsión.

## **2.2.6. SISTEMA DE CONTROL.**

El sistema de control asegurará el correcto funcionamiento de las instalaciones, procurando obtener un buen aprovechamiento de la energía solar captada y asegurando un uso adecuado de la energía auxiliar. El sistema de regulación y control comprenderá el control de funcionamiento de los circuitos y los sistemas de protección y seguridad contra sobrecalentamientos, heladas etc.

En circulación forzada, el control de funcionamiento normal de las bombas del circuito de captadores, deberá ser siempre de tipo diferencial y, en caso de que exista depósito de acumulación solar, deberá actuar en función de la diferencia entre la temperatura del fluido portador en la salida de la batería de los captadores y la del depósito de acumulación. El sistema de control actuará y estará ajustado de manera que las bombas no estén en marcha cuando la diferencia de temperaturas sea menor de 2°C y no estén paradas cuando la diferencia sea mayor de 7°C. La diferencia de temperaturas entre los puntos de arranque y de parada de termostato diferencial no será menor que 2°C.

Las sondas de temperatura para el control diferencial se colocarán en la parte superior de los captadores de forma que representen la máxima temperatura del circuito de captación. El sensor de temperatura de la acumulación se colocará preferentemente en la parte inferior en una zona no influenciada por la circulación del circuito secundario o por el calentamiento del intercambiador si éste fuera incorporado.

El sistema de control asegurará que en ningún caso se alcancen temperaturas superiores a las máximas soportadas por los materiales, componentes y tratamientos de los circuitos.

El sistema de control asegurará que en ningún punto la temperatura del fluido de trabajo descienda por debajo de una temperatura 3°C superior a la de congelación del fluido.

Alternativamente al control diferencial, se podrán usar sistemas de control accionados en función de la radiación solar.

Las instalaciones con varias aplicaciones deberán ir dotadas con un sistema individual para seleccionar la puesta en marcha de cada una de ellas, complementado con otro que regule la aportación de energía a la misma. Esto se puede realizar por control de temperatura o caudal actuando sobre una válvula de reparto, de tres vías todo o nada, bombas de circulación, o por combinación de varios mecanismos.

### **2.2.7. SISTEMA DE MEDIDA.**

Además de los aparatos de medida de presión y temperatura que permitan la correcta operación, para el caso de instalaciones mayores de 20 m<sup>2</sup> se deberá disponer al menos de un sistema analógico de medida local y registro de datos que indique como mínimo las siguientes variables:

- Temperatura de entrada agua fría de red.
- Temperatura de salida acumulador solar.
- Caudal de agua fría de red.

El tratamiento de los datos proporcionará al menos la energía solar térmica acumulada a lo largo del tiempo.

## **2.3. COMPONENTES**

### **2.3.1. CAPTADORES SOLARES.**

Los captadores con absorbente de hierro no pueden ser utilizados bajo ningún concepto.

Cuando se utilicen captadores con absorbente de aluminio, obligatoriamente se utilizarán fluidos de trabajo con un tratamiento inhibidor de los iones de cobre e hierro.

El captador llevará, preferentemente, un orificio de ventilación de diámetro no inferior a 4 mm situado en la parte inferior de forma que puedan eliminarse acumulaciones de agua en el captador.

El orificio se realizará de forma que el agua pueda drenarse en su totalidad sin afectar al aislamiento.

Se montará el captador, entre los diferentes tipos existentes en el mercado, que mejor se adapte a las características y condiciones de trabajo de la instalación, siguiendo siempre las especificaciones y recomendaciones dadas por el fabricante.

Las características ópticas del tratamiento superficial aplicado al absorbedor, no deben quedar modificadas substancialmente en el transcurso del periodo de vida previsto por el fabricante, incluso en condiciones de temperaturas máximas del captador.

La carcasa del captador debe asegurar que en la cubierta se eviten tensiones inadmisibles, incluso bajo condiciones de temperatura máxima alcanzable por el captador.

El captador llevará en lugar visible una placa en la que consten, como mínimo, los siguientes datos:

- a) Nombre y domicilio de la empresa fabricante, y eventualmente su anagrama.

- b) Modelo, tipo, año de producción.
- c) Número de serie de fabricación;
- d) Área total del captador;
- e) Peso del captador vacío, capacidad de líquido;
- f) Presión máxima de servicio.

Esta placa estará redactada como mínimo en castellano y podrá ser impresa o grabada con la condición que asegure que los caracteres permanecen indelebles.

### **2.3.2. ACUMULADORES.**

Cuando el intercambiador esté incorporado al acumulador, la placa de identificación indicará además, los siguientes datos:

- a) Superficie de intercambio térmico en m<sup>2</sup>.
- b) Presión máxima de trabajo, del circuito primario.

Cada acumulador vendrá equipado de fábrica de los necesarios manguitos de acoplamiento, soldados antes del tratamiento de protección, para las siguientes funciones:

- a) Manguitos roscados para la entrada de agua fría y la salida de agua caliente.
- b) Registro embridado para inspección del interior del acumulador y eventual acoplamiento del serpentín.
- c) Manguitos roscados para la entrada y salida del fluido primario.
- d) Manguitos roscados para accesorios como termómetro y termostato. e) Manguito para el vaciado.

En cualquier caso la placa característica del acumulador indicará la pérdida de carga del mismo.

Los depósitos mayores de 750 l dispondrán de una boca de hombre con un diámetro mínimo de 400 mm, fácilmente accesible, situada en uno de los laterales del acumulador y cerca del suelo, que permita la entrada de una persona en el interior del depósito de modo sencillo, sin necesidad de desmontar tubos ni accesorios.

El acumulador estará enteramente recubierto con material aislante y, es recomendable disponer una protección mecánica en chapa pintada al horno, PRFV, o lámina de material plástica.

Podrán utilizarse acumuladores de las características y tratamientos descritos a continuación:

- a) Acumuladores de acero vitrificado con protección catódica.

- b) Acumuladores de acero con un tratamiento que asegure la resistencia a temperatura y corrosión con un sistema de protección catódica.
- c) Acumuladores de acero inoxidable adecuado al tipo de agua y temperatura de trabajo.
- d) Acumuladores de cobre.
- e) Acumuladores no metálicos que soporten la temperatura máxima del circuito y este autorizada su utilización por las compañías de suministro de agua potable.
- f) Acumuladores de acero negro (sólo en circuitos cerrados, cuando el agua de consumo pertenezca a un circuito terciario).
- g) Los acumuladores se ubicarán en lugares adecuados que permitan su sustitución por envejecimiento o averías.

### 2.3.3. BOMBAS DE CIRCULACIÓN

Los materiales de la bomba del circuito primario serán compatibles con las mezclas anticongelantes y en general con el fluido de trabajo utilizado.

Cuando las conexiones de los captadores son en paralelo, el caudal nominal será el igual caudal unitario de diseño multiplicado por la superficie total de captadores en paralelo.

SISTEMA	POTENCIA ELÉCTRICA DE LA BOMBA
SISTEMA PEQUEÑO	50 W o 2% de la mayor potencia calorífica que pueda suministrar el grupo de captadores.
SISTEMAS GRANDES	1% de la mayor potencia calorífica que puede suministrar el grupo de captadores

Tabla 2.1. Potencia eléctrica máxima de la bomba.

La potencia máxima de la bomba especificada anteriormente excluye la potencia de las bombas de los sistemas de drenaje con recuperación, que sólo es necesaria para rellenar el sistema después de un drenaje.

La bomba permitirá efectuar de forma simple la operación de desaireación o purga.

### 2.3.4. TUBERÍAS.



En las tuberías del circuito primario podrán utilizarse como materiales el cobre y el acero inoxidable, con uniones roscadas, soldadas o embridadas y protección exterior con pintura anticorrosiva.

En el circuito secundario o de servicio de agua caliente sanitaria, podrá utilizarse cobre y acero inoxidable. Podrán utilizarse materiales plásticos que soporten la temperatura máxima del circuito y que le sean de aplicación y esté autorizada su utilización por las compañías de suministro de agua potable.

### **2.3.5. VÁLVULAS.**

La elección de las válvulas se realizará, de acuerdo con la función que desempeñen y las condiciones extremas de funcionamiento (presión y temperatura) siguiendo preferentemente los criterios que a continuación se citan:

- a) para aislamiento: válvulas de esfera.
- b) para equilibrado de circuitos: válvulas de asiento;
- c) para vaciado: válvulas de esfera o de macho;
- d) para llenado: válvulas de esfera;
- e) para purga de aire: válvulas de esfera o de macho;
- f) para seguridad: válvula de resorte;
- g) para retención: válvulas de disco de doble compuerta, o de clapeta.

Las válvulas de seguridad, por su importante función, deben ser capaces de derivar la potencia máxima del captador o grupo de captadores, incluso en forma de vapor, de manera que en ningún caso sobrepase la máxima presión de trabajo del captador o del sistema.

### **2.3.6. VASOS DE EXPANSIÓN.**

#### **2.3.6.1. Vasos de expansión abiertos.**

Los vasos de expansión abiertos, cuando se utilicen como sistemas de llenado o de rellenado, dispondrán de una línea de alimentación, mediante sistemas tipo flotador o similar.

#### **2.3.6.2. Vasos de expansión cerrados.**

El dispositivo de expansión cerrada del circuito de captadores deberá estar dimensionado de tal forma que, incluso después de una interrupción del suministro de potencia a la bomba de circulación del circuito de captadores, justo cuando la radiación solar sea máxima, se pueda restablecer la operación automáticamente cuando la potencia esté disponible de nuevo.

Cuando el medio de transferencia de calor pueda evaporarse bajo condiciones de estancamiento, hay que realizar un dimensionado especial del volumen de expansión: Además de dimensionarlo como es usual en sistemas de calefacción cerrados (la expansión del medio de transferencia de calor completo), el depósito de expansión deberá ser capaz de compensar el volumen del medio de transferencia de calor en todo el grupo de captadores completo incluyendo todas las tuberías de conexión entre captadores más un 10 %.

El aislamiento no dejará zonas visibles de tuberías o accesorios, quedando únicamente al exterior los elementos que sean necesarios para el buen funcionamiento y operación de los componentes.

Los aislamientos empleados serán resistentes a los efectos de la intemperie, pájaros y roedores.

### **2.3.7. PURGADORES.**

Se evitará el uso de purgadores automáticos cuando se prevea la formación de vapor en el circuito.

Los purgadores automáticos deben soportar, al menos, la temperatura de estancamiento del captador y en cualquier caso hasta 130 °C en las zonas climáticas I, II y III, y de 150 °C en las zonas climáticas IV y V.

### **2.3.8. SISTEMA DE LLENADO.**

Los circuitos con vaso de expansión cerrado deben incorporar un sistema de llenado manual o automático que permita llenar el circuito y mantenerlo presurizado. En general, es muy recomendable la adopción de un sistema de llenado automático con la inclusión de un depósito de recarga u otro dispositivo, de forma que nunca se utilice directamente un fluido para el circuito primario cuyas características incumplan esta Sección del Código Técnico o con una concentración de anticongelante más baja. Será obligatorio cuando, por el emplazamiento de la instalación, en alguna época del año pueda existir riesgo de heladas o cuando la fuente habitual de suministro de agua incumpla las condiciones de pH y pureza requeridas en esta Sección del Código Técnico.

En cualquier caso, nunca podrá rellenarse el circuito primario con agua de red si sus características pueden dar lugar a incrustaciones, deposiciones o ataques en el circuito, o si este circuito necesita anticongelante por riesgo de heladas o cualquier otro aditivo para su correcto funcionamiento.

Las instalaciones que requieran anticongelante deben incluir un sistema que permita el relleno manual del mismo.

Para disminuir los riesgos de fallos se evitarán los aportes incontrolados de agua de reposición a los circuitos cerrados y la entrada de aire que pueda aumentar los riesgos de corrosión originados por el oxígeno del aire. Es aconsejable no usar válvulas de llenado automáticas.

### 2.3.9. SISTEMA ELÉCTRICO Y DE CONTROL.

La localización e instalación de los sensores de temperatura deberá asegurar un buen contacto térmico con la parte en la cual hay que medir la temperatura, para conseguirlo en el caso de las de inmersión se instalarán en contra corriente con el fluido. Los sensores de temperatura deben estar aislados contra la influencia de las condiciones ambientales que le rodean.

La ubicación de las sondas ha de realizarse de forma que éstas midan exactamente las temperaturas que se desean controlar, instalándose los sensores en el interior de vainas y evitándose las tuberías separadas de la salida de los captadores y las zonas de estancamiento en los depósitos.

Preferentemente las sondas serán de inmersión. Se tendrá especial cuidado en asegurar una adecuada unión entre las sondas de contactos y la superficie metálica.

## 2.4. MANTENIMIENTO.

Sin perjuicio de aquellas operaciones de mantenimiento derivadas de otras normativas, para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la misma, se definen dos escalones complementarios de actuación:

- Plan de vigilancia.
- Plan de mantenimiento preventivo.

### 2.4.1. PLAN DE VIGILANCIA.

El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación sean correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales, para verificar el correcto funcionamiento de la instalación.

Tendrá el alcance descrito en la tabla siguiente:

ELEMENTO DE LA INSTALACIÓN	OPERACIÓN	FRECUENCIA (MESES)	DESCRIPCIÓN
----------------------------	-----------	--------------------	-------------

<b>CAPTADORES</b>	Limpieza de cristales	A Determinar	Con agua y productos adecuados
	Cristales	3	IV Condensaciones en las horas centrales del día
	Juntas	3	IV Agrietamientos y deformaciones
	Absorbedor	3	Corrosión, deformación, fugas, etc.
	Conexiones	3	IV Fugas
	Estructura	3	IV Degradación, indicios de corrosión.
<b>CIRCUITO PRIMARIO</b>	Tubería, aislamiento y sistema de llenado	6	IV Ausencia de humedad y fugas.
	Purgador manual	3	Vaciar el aire del botellín
<b>CIRCUITO SECUNDARIO</b>	Termómetro	Diaria	IV Temperatura
	Tubería y aislamiento	6	IV Ausencia de humedad y fugas
	Acumulador solar	3	Purgado de la acumulación de lodos de la parte inferior del depósito.

\*IV: inspección visual

Tabla 2.2: Plan de vigilancia

## 2.4.2. PLAN DE MANTENIMIENTO.

Son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

El mantenimiento implicará, como mínimo, una revisión anual de la instalación para instalaciones con superficie de captación inferior a 20 m<sup>2</sup> y una revisión cada seis meses para instalaciones con superficie de captación superior a 20 m<sup>2</sup>.

El plan de mantenimiento debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar térmica y las instalaciones mecánicas en general. La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas así como el mantenimiento correctivo.

A continuación se desarrollan de forma detallada las operaciones de mantenimiento que deben realizarse en las instalaciones de energía solar térmica para producción de agua caliente, la periodicidad mínima establecida (en meses) y observaciones en relación con las prevenciones a observar.

EQUIPO	FRECUENCIA (MESES)	DESCRIPCIÓN
CAPTADORES	6	IV diferencias sobre original. IV diferencias entre captadores.
CRISTALES	6	IV condensaciones y suciedad
JUNTAS	6	IV agrietamientos, deformaciones
ABSORBEDOR	6	IV corrosión, deformaciones
CARCASA	6	IV deformación, oscilaciones, ventanas de respiración
CONEXIONES	6	IV aparición de fugas
ESTRUCTURA	6	IV degradación, indicios de corrosión, y apriete de tornillos
CAPTADORES*	12	Tapado parcial del campo de captadores
CAPTADORES*	12	Destapado parcial del campo de captadores
CAPTADORES*	12	Vaciado parcial del campo de captadores
CAPTADORES*	12	Llenado parcial del campo de captadores

Tabla 2.3. Sistema de captación.

EQUIPO	FRECUENCIA (MESES)	DESCRIPCIÓN
DEPÓSITO	12	Presencia de lodos en fondo
ÁNODOS SACRIFICIO	12	Comprobación del desgaste
ÁNODOS DE CORRIENTE IMPRESA	12	Comprobación del buen funcionamiento
AISLAMIENTO	12	Comprobar que no hay humedad

Tabla 2.4. Sistema de acumulación.

EQUIPO	FRECUENCIA (MESES)	DESCRIPCIÓN
INTERCAMBIADOR DE PLACAS	12	CF eficiencia y prestaciones
	12	Limpieza
INTERCAMBIADOR DE SERPENTIN	12	CF eficiencia y prestaciones
	12	Limpieza

CF: control de funcionamiento

Tabla 2.5. Sistema de intercambio.

EQUIPO	FRECUENCIA (MESES)	DESCRIPCIÓN
FLUIDO REFRIGERANTE	12	Comprobar su densidad y pH
ESTANQUEIDAD	24	Efectuar prueba de presión
AISLAMIENTO AL EXTERIOR	6	IV degradación protección uniones y ausencia de humedad
AISLAMIENTO AL INTERIOR	12	IV uniones y ausencia de humedad
PURGADOR AUTOMÁTICO	12	CF y limpieza
PURGADOR MANUAL	6	Vaciar el aire del botellín
BOMBA	12	Estanqueidad
VASO DE EXPANSIÓN CERRADO	6	Comprobación de la presión
VASO DE EXPANSIÓN ABIERTO	6	Comprobación del nivel
SISTEMA DE LLENADO	6	CF actuación
VÁLVULA DE CORTE	12	CF actuaciones (abrir y cerrar) para evitar agarrotamiento
VÁLVULA DE SEGURIDAD	12	CF actuación

IV: inspección visual

CF: control de funcionamiento

Tabla 2.6. Circuito hidráulico.

EQUIPO	FRECUENCIA (MESES)	DESCRIPCIÓN
CUADRO ELÉCTRICO	12	Comprobar que está siempre bien cerrado para que no entre polvo
CUADRO DIFERENCIAL	12	CF actuación
TERMOSTATO	12	CF actuación
VERIFICACION DEL SISTEMA DE MEDIDA	12	CF actuación

CF: control de funcionamiento

Tabla 2.7. Sistema eléctrico y de control.

EQUIPO	FRECUENCIA (MESES)	DESCRIPCIÓN
SISTEMA AUXILIAR	12	CF actuación
SONDAS DE TEMPERATURA	12	CF actuación

CF: control de funcionamiento

Tabla 2.8. Sistema de energía auxiliar.

Nota: Para las instalaciones menores de 20 m<sup>2</sup> se realizarán conjuntamente en la inspección anual las labores del plan de mantenimiento que tienen una frecuencia de 6 y 12 meses.

No se incluyen los trabajos propios del mantenimiento del sistema auxiliar.

## 2.5. NORMATIVA DE APLICACIÓN Y CONSULTA

### 2.5.1 NORMATIVA DE APLICACIÓN

Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios en Chile (RITCH) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

D.S. N° 222-1996 Reglamento de Instalaciones interiores de Gas. Ministerio de Economía/SEC. Última modificación 1998.

NCh Elec. 4/2003 Norma para Instalaciones de Baja Tensión en Chile

D.S. N° 47-1992 Reglamento General de Urbanismo y Construcción. Ministerio de Vivienda y Urbanismo. Última modificación 2006.

NCh352.Of1961: Condiciones acústicas que deben cumplir los edificios.

NCh352/1.Of2000: Aislación acústica - Parte 1: Construcciones de uso habitacional – Requisitos mínimos y ensayos.

NCh1914/1.Of1984: Prevención de incendios en edificios - Ensayo de reacción al fuego - Parte 1: Determinación de la no combustibilidad de materiales de construcción.

NCh1914/2.Of1985: Prevención de incendio en edificios - Ensayo de reacción al fuego - Parte 2: Determinación del calor de combustión de materiales en general.

D.S. N° 594-1999 Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los lugares de trabajo. Última modificación 2003.

Ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente (LBGMA)

NCh30.Of1998 ISO 1000 Unidades SI y recomendaciones para el uso de sus múltiplos y de otras ciertas unidades.

### 2.5.2 NORMATIVA DE CONSULTA

NCh3096/1.c2007: Sistemas solares térmicos y componentes. Colectores solares. Parte 1: Requisitos generales. (Norma internacional equivalente: UNE-EN 12975-1)

NCh3096/2.c2007: Sistemas solares térmicos y componentes. Colectores solares. Parte 2: Métodos de ensayo. (Norma internacional equivalente: UNE-EN 12975-2)

NCh3120/1.c2007: Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas solares prefabricados. Parte 1: Requisitos generales. (Norma internacional equivalente: UNE-EN 12976-1)

NCh3120/2.c2007: Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas solares prefabricados. Parte 2: Métodos de ensayo. (Norma internacional equivalente: UNE-EN 12976-2)



NCh3088/1.c2007: Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas solares a medida. Parte 1: Requisitos generales. (Norma internacional equivalente: UNE-EN 12977-1)

NCh3088/2.c2007: Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas solares a medida. Parte 2: Métodos de ensayo. (Norma internacional equivalente: UNE-EN 12977-2)

NCh3088/3.c2007: Sistemas solares térmicos y sus componentes - Sistemas hechos a medida – Parte 3: Caracterización del reconocimiento de acumuladores para sistemas solares de calefacción.

prEN 806-1: Specifications for installations inside buildings conveying water for human consumption. Part 1: General.

prEN 1717: Protection against pollution of potable water in drinking water installations and general requirements of devices to prevent pollution by back flow.

ENV 1991-2-3: Eurocode 1. Basis of design and actions on structures. Part 2-3: Action on structures; snow loads.

ENV 1991-2-4: Eurocode 1. Basis of design and actions on structures. Part 2-4: Action on structures; wind loads.

EN 60335-1/1995: Safety of household and similar electrical appliances. Part 1: General requirements (IEC 335-1/1991 modified).

EN 60335-2-21: Safety of household and similar electrical appliances. Part 2: Particular requirements for storage water heaters (IEC 335-2-21/1989 + Amendments 1/1990 and 2/1990, modified).

ENV 61024-1: Protection of structures against lightning. Part 1: General principles (IEC 1024-1/1990, modified).

NCh2904.Of2004: Energía solar térmica. Vocabulario (Basada en ISO 9488)

Se considerará la edición más reciente de las normas antes mencionadas, con las últimas modificaciones oficialmente aprobadas

# CONDICIONES TÉCNICAS INSTALACIÓN FOTOVOLTÁICA- EÓLICA

### 3.1 CONDICIONES GENERALES

Este Pliego es de aplicación, en su integridad, a todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red destinadas a:

- Electrificación de viviendas y edificios
- Alumbrado público
- Aplicaciones agropecuarias
- Bombeo y tratamiento de agua
- Aplicaciones mixtas con otras fuentes de energías renovables

También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 2.1, siempre que tengan características técnicas similares.

En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de red.

### 3.2 DISEÑO.

#### 3.2.2 ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBRAS.

Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la tabla I.

PÉRDIDAS DE RADIACIÓN DEL GENERADOR	VALOR MÁXIMO PERMITIDO (%)
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

Tabla 3.1 Pérdidas de radiación

El cálculo de las pérdidas de radiación causadas por una inclinación y orientación del generador distintas a las óptimas se hará de acuerdo al apartado 3.2 del anexo I.

En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones anteriormente citadas, se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

#### 3.2.3 DIMENSIONADO DEL SISTEMA

Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en este PCT.

Se realizará una estimación del consumo de energía. Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido ( $P_{mp, min}$ ) para cubrir las necesidades de consumo.

El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo, un 20% superior al  $P_{mp, min}$  calculado en 4.2.3. En aplicaciones especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño del generador, justificando la necesidad y el tamaño en la Memoria de Solicitud.

Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido.

Si la instalación no cumple con este requisito se justificará adecuadamente.

Como criterio general, se valorará especialmente el aprovechamiento energético de la radiación solar.

### 3.2.4 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

El sistema de monitorización, cuando se instale, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Tensión y corriente CC del generador.
- Potencia CC consumida, incluyendo el inversor como carga CC.
- Potencia CA consumida si la hubiere, salvo para instalaciones cuya aplicación es exclusivamente el bombeo de agua.
- Contador volumétrico de agua para instalaciones de bombeo.
- Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- 

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación de las mismas se hará conforme al documento del JRC-Ispira “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants – Document A”, Report EUR 16338 EN.

## 3.3 COMPONENTES Y MATERIALES

### 3.3.1 GENERALIDADES

Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.

Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico para equipos y materiales.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 VRMS o 120 VCC. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico.

Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.

Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).

En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información mencionada anteriormente, resaltando los cambios que hubieran podido producirse y el motivo de los mismos. En la Memoria de Diseño o Proyecto también se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

### 3.3.2 GENERADORES FOTOVOLTAICOS.

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV. Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.

El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 5 \%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.

Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.

Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

### **3.3.3 ESTRUCTURA DE SOPORTE.**

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.

La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.

La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química. 5.3.10 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37- 508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

### **3.3.4 ACUMULADORES DE PLOMO-ÁCIDO.**

Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.

La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.

Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.

La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.

La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.

El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:

- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Polaridad de los terminales.
- Capacidad nominal (Ah)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

### **3.3.5 REGULADORES DE CARGA.**

Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida.

La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.

- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de  $-4 \text{ mV/}^{\circ}\text{C}$  a  $5 \text{ mV/}^{\circ}\text{C}$  por vaso, y estar en el intervalo de  $\pm 1 \%$  del valor especificado.



- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.

El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- Corriente en la línea de generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
- Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.
- El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.
- Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en la Memoria de Solicitud.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.

Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.

Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.

El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Corriente máxima (A)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad de terminales y conexiones

### 3.3.6. INVERSORES.

Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos).

Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.

Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas, de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.

El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

$$V_{NOM} \pm 5\%$$

$$50Hz \pm 2\%$$

Donde:

$$V_{NOM}: 220 V_{RMS} \text{ o } 230 V_{RMS}$$

El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especial-mente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Desconexión del acumulador.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la siguiente:

TIPO DE INVERSOR		RENDIMIENTO AL 20% DE LA POTENCIA NOMINAL	RENDIMIENTO A POTENCIA NOMINAL
Onda senoidal (*)	P NOM #500 VA	> 85 %	> 75 %
	P NOM > 500 VA	> 90 %	> 85 %
Onda no senoidal		> 90 %	> 85 %

(\*) Se considerará que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5% cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.

Tabla 3.2. Rendimiento del inversor

Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad y terminales

### 3.3.7 CARGAS DE CONSUMO

Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia 5.7.2 Se utilizarán lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.

Las lámparas fluorescentes de corriente alterna deberán cumplir la normativa al respecto. Se recomienda utilizar lámparas que tengan corregido el factor de potencia.

En ausencia de un procedimiento reconocido de cualificación de lámparas fluorescentes de continua, estos dispositivos deberán verificar los siguientes requisitos:

- El balastro debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientales previstas.
- La lámpara debe estar protegida cuando:
  - Se invierte la polaridad de la tensión de entrada.
  - La salida del balastro es cortocircuitada.
  - Opera sin tubo.
- La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de  $\pm 10\%$  de la potencia nominal.
- El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W.
- La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60 segundos encendido/150 segundos apagado, y a una temperatura de 20 °C.
- Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía (excepto sistemas de bombeo).

En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.

Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra inversión de polaridad y ser distintos de los de uso habitual para corriente alterna.

### **3.3.8 SISTEMA DE BOMBEO DE AGUA.**

Los sistemas de bombeo con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán un contador volumétrico para medir el volumen de agua bombeada.

Las bombas estarán protegidas frente a una posible falta de agua, ya sea mediante un sistema de detección de la velocidad de giro de la bomba, un detector de nivel u otro dispositivo dedicado a tal función.

Las pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico serán

Deberá asegurarse la compatibilidad entre la bomba y el pozo. En particular, el caudal bombeado no excederá el caudal máximo extraíble del pozo cuando el generador fotovoltaico trabaja en CEM. Es responsabilidad del instalador solicitar al propietario del pozo un estudio de caracterización del mismo. En ausencia de otros procedimientos se puede seguir el que se especifica en el anexo I.

### **3.3.9 CABLEADO**

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

### **3.3.10 PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA**

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

### 3.4 RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas del lugar del usuario de la instalación, para facilitar su correcta interpretación.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán, como mínimo, las siguientes.

- Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Entrega de la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.

No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

## **3.5 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO**

### **3.5.1 GENERALIDADES.**

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años.

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

### **3.5.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.**

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.
- Mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:
  - La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado 7.3.5.2, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
  - El análisis y presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.

- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

### 3.5.2 GARANTÍAS.

- **Ámbito general de la garantía:**

Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de



cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

- **Plazos:**

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

- **Condiciones económicas:**

La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

- **Anulación de la garantía:**

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en las condiciones del último punto del apartado anterior.

- **Lugar y tiempo de la prestación:**

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador.

Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

**Fdo.:** Elena Izuriaga Zaratiegui

Pamplona, 26 de Abril de 2013

# CAPTADORES SOLARES TÉRMICOS PLANOS

## 1.2 Gama Unisol 60 Basic

Las especificaciones técnicas incluidas en esta ficha están sujetas

a cambio sin previo aviso por parte del fabricante.

- Embalaje de captador: individual con sistema fleje-cartón y pallet retráctilado

- Nº de captadores por pallet: 12 unidades

Se incluye documentación técnica y garantía

Opcional: kit de conexiones hidráulicas

Opcional: kit de estructura y anclajes de sujeción



MATERIALES CONSTRUCTIVOS	
Vidrio templado	Espesor 3,2 mm. $\pm$ 0,2 mm.
	Contenido en Fe < 0,03%
	Transmitancia 90,8%
Absorbedor	Área 1,91 m <sup>2</sup>
	Tratamiento superficial: Deposición PVD
	Parrilla de tubos soldada con láser
	Lámina absorbente de aluminio
	Absortividad 94% $\pm$ 2%
Parrilla	Emisividad 5% $\pm$ 2%
	Tubos colectores de cobre 22 mm.
	Longitud colectores 1,09 m.
	Longitud tubos abs. 1,94 m.
	Nº tubos absorbente: 7
	Diámetro exterior tubo absorbente 8 mm.
Aislamiento frontal	Cuatro E/S para configuración de la parrilla en serie/paralelo
	N/A
	Espesor: N/A
	Densidad: N/A
Aislamiento lateral	Cond. térmica: N/A
	Espuma de PIC con gofrado de aluminio
	Espesor 20 mm.
	Densidad 35kg/m <sup>3</sup>
Aislamiento trasero	Cond. térmica (7d, 10°C) 0,025 W/m K
	Espuma de PIC con gofrado de aluminio
	Espesor 20 mm.
	Densidad 35kg/m <sup>3</sup>
Carcasa	Cond. térmica (7d, 10°C) 0,025 W/m K
	Perfil de aluminio anodizado / lacado

DIMENSIONES DEL CAPTADOR	
Área total	2,06 m <sup>2</sup>
Área de apertura	1,91 m <sup>2</sup>
Longitud	2,02 m
Anchura	1,02 m
Altura	0,09 m
Contenido de fluido	2,45 l
Peso del captador en vacío	28,2 kg

DATOS TÉCNICOS	
Condiciones de trabajo	Presión máxima: 10 bares
	Rango de caudales: 25-150 l/h (consultar con departamento técnico las posibles configuraciones serie/paralelo)
	Máx. nº de captadores en serie/batería: 6

PÉRDIDA DE CARGA						
Tª Fluido (°C)	20°C $\pm$ 2°C		Tª máx. 22,00°C		Tª mín. 19,44°C	
Caudal (kg/min)	3,70	3,00	2,20	1,40	0,60	0,00
Pérdida de presión (mbar)	6	4	3	2	1	0

CURVA DE RENDIMIENTO DEL CAPTADOR			
Basado en el área de absorbente			
	Valor	Incertidumbre típica	Unidad
$\eta_{0A}$	0,764 $\pm$ 0,003		--
$a_{1A}$	3,539 $\pm$ 0,218		W / m <sup>2</sup> K
$a_{2A}$	0,024 $\pm$ 0,004		W / (m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )

Todos los datos aquí mostrados son exclusivamente para los modelos verticales



### DIRECCIÓN CENTRAL

El Navazo - Ctra. de Candelario, Km. 1.8 - 37700 Béjar - SALAMANCA - Tel.: +34 923 400 400 - Fax: +34 923 400 154 - info@grupounisolar.com - www.grupounisolar.com  
Ventas y Marketing: ventas@grupounisolar.com

### DIRECCIÓN COMERCIAL

Edif. Cuzco IV - Pº de la Castellana, 141 - 8ª Pta. - 28046 MADRID



Todos los derechos reservados  
Eskubide guztiak erresaltatu dira

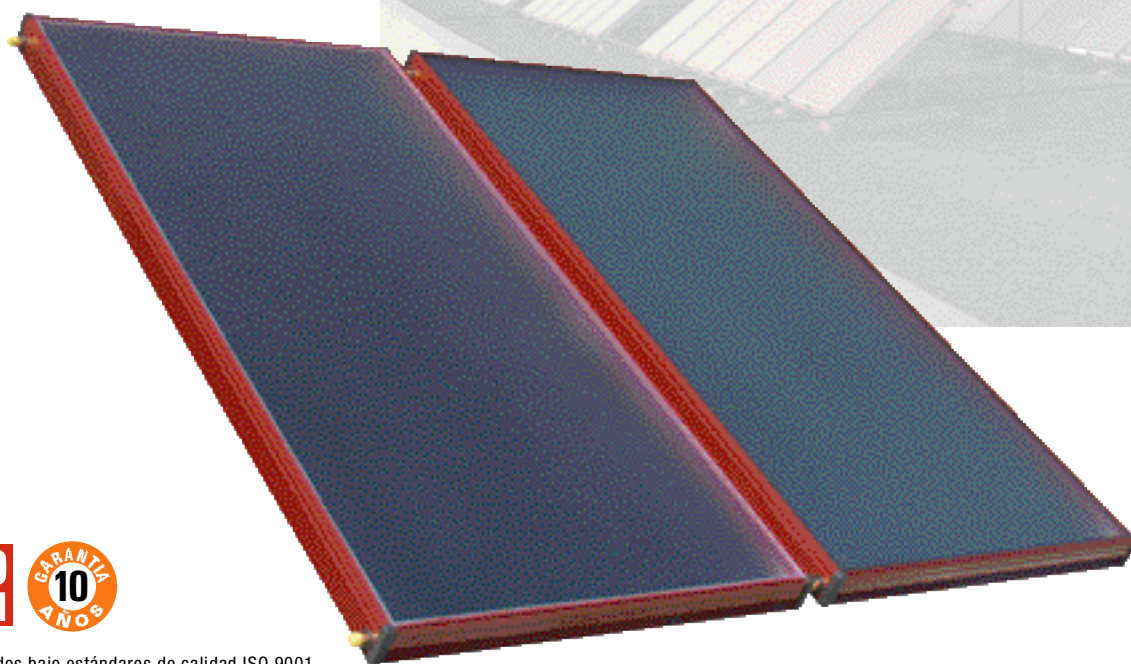
BARCELONA • BILBAO • CÓRDOBA • SEVILLA • VALENCIA • PORTUGAL

### 1.2 Gama Unisol 60 Basic

La gama Unisol 60 Basic, mediante la utilización de materiales aislantes fabricados con espuma de poliisocianurato, permite disponer de un captador de peso reducido (28 kg por unidad), lo que facilita el proceso de instalación.

A su vez, mejora el rendimiento global del captador Unisol 60 Plus (hasta un 24% más de energía generada por año y captador) en zonas geográficas con baja irradiancia.

- Posibilidad de montaje vertical u horizontal, tanto en cubierta plana como en cubierta inclinada.
- Disponible para formato vertical, en superficies de 2 y 2,5 m<sup>2</sup>.
- Disponible para formato horizontal, en superficie de 2 m<sup>2</sup>.
- Perfil de aluminio anodizado.
- Posibilidad bajo pedido, de perfil lacado según paleta de colores RAL.
- Superficie selectiva y vidrio solar extraclaro con bajo contenido en hierro.
- Soporte para ACS, sistemas de calefacción o sistemas de climatización.



Fabricados bajo estándares de calidad ISO 9001, estos captadores, además, disponen de una "Garantía de 10 años" contra defectos de fabricación.

#### Gama Unisol 60 Basic

(ho=0'764, k1=3'539, k2=0'024)\*

Referencia	Denominación	Formato	Acabado	IMPUESTOS NO INCLUIDOS	PVP / €
AC060V02	Unisol 60 Basic	Vertical	Aluminio anodizado		400,00
LC060V02	Unisol 60 Basic	Vertical	Aluminio lacado		430,00
AC060V03	Unisol 60 Basic 2,5	Vertical	Aluminio anodizado		475,00
LC060V03	Unisol 60 Basic 2,5	Vertical	Aluminio lacado		520,00
AC060H02	Unisol 60 Basic H	Horizontal	Aluminio anodizado		450,00
LC060H02	Unisol 60 Basic H	Horizontal	Aluminio lacado		480,00



Ministerio de  
Energía

Gobierno de Chile

# Evaluación del Recurso Eólico

INFORME DE VIENTO

13 de abril de 2013

*Informe creado por:*



**Geofísica**

FACULTAD DE CIENCIAS  
FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
UNIVERSIDAD DE CHILE





# Índice

<b>1. Introducción</b>	<b>2</b>
<b>2. Sitio</b>	<b>2</b>
2.1. Características del sitio . . . . .	2
<b>3. Velocidad de viento a 35 metros</b>	<b>4</b>
3.1. Estadística Básica . . . . .	4
3.2. Ciclos Medios . . . . .	5
3.3. Ciclo Mensual . . . . .	6
3.4. Ciclo diario del año completo . . . . .	7
3.5. Ciclo diario según estación del año . . . . .	8
3.6. Serie de tiempo . . . . .	9
3.7. Distribución de frecuencia para el año completo . . . . .	10
3.8. Distribución de frecuencia según la estación del año . . . . .	11
3.9. Rosa del viento para el año completo . . . . .	12
3.10. Rosa del viento según la estación de año . . . . .	13
<b>4. Perfil vertical</b>	<b>14</b>
4.1. Perfil vertical medio . . . . .	14
4.2. Ciclo diario del perfil vertical considerando el año completo . . .	15
4.3. Ciclo diario del perfil vertical según la estación del año . . . . .	16
<b>5. Reconstrucción de Largo Plazo</b>	<b>17</b>
5.1. Estadística básica mensual . . . . .	17
5.2. Ciclo Estacional . . . . .	18
5.3. Variabilidad Interanual . . . . .	19
<b>6. ANEXO</b>	<b>20</b>
6.1. Características de la simulación WRF . . . . .	20





## 1. Introducción

El presente informe muestra información sobre el recurso eólico basada en el uso de modelación numérica. La modelación desarrollada proporciona datos simulados con un modelo atmosférico de mesoescala, de manera independiente de estaciones meteorológicas locales. Ello significa que sus resultados, en particular los relacionados con la magnitud de las variables modeladas, no deben ser considerados plenamente confiables sin ser corroborados previamente con mediciones en situ.

El modelo empleado es el WRF (*Weather Research and Forecasting*) versión 3.2, que ha sido desarrollado por NCAR (National Center for Atmospheric Research) en Estados Unidos y es ampliamente utilizado en el área de evaluación del recurso eólico a nivel mundial. El modelo fue aplicado con una resolución espacial de 1 kilómetro y tiene 12 niveles verticales entre 0 y 200 metros de altura. Se disponen datos para el año 2010 por completo.

## 2. Sitio

### 2.1. Características del sitio

Latitud	19.80 S
Longitud	69.28 O
Elevación del terreno (modelo WRF)	2460 metros
Densidad del aire	0.92 (kg/m <sup>3</sup> )

Cuadro 1: Características principales del sitio seleccionado. La densidad del aire refiere a la densidad media simulada por el modelo WRF. La elevación en la representación del terreno utilizado por el modelo tiene una resolución espacial de 1 kilómetro y por lo tanto está suavizada comparado con la topografía real.





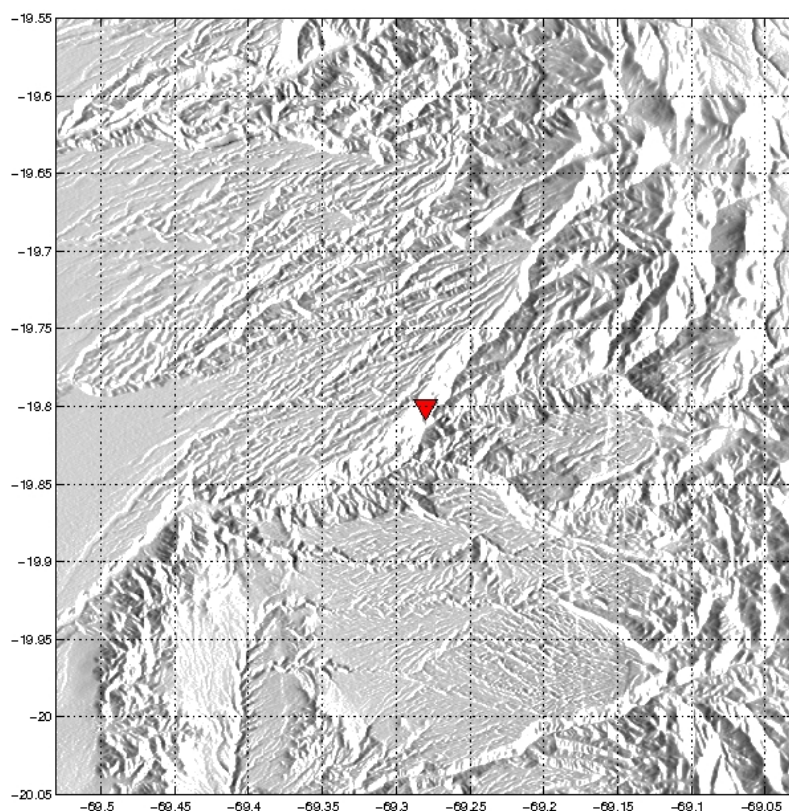


Figura 1: Ubicación del sitio seleccionado. La posición del sitio se indica por medio de un triángulo de color rojo. La imagen sombreada del terreno se basa en el modelo de terreno digital SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) de 90 metros de resolución.





### 3. Velocidad de viento a 35 metros

#### 3.1. Estadística Básica

Mes	Medio Diario	Mínimo Diario	Máximo Diario	Variabilidad
	m/s	m/s	m/s	m/s
Enero	$3.3 \pm 0.6$	$0.4 \pm 0.1$	$7.3 \pm 1.3$	$0.2 \pm 0.1$
Febrero	$3.2 \pm 0.6$	$0.3 \pm 0.1$	$7.3 \pm 1.4$	$0.2 \pm 0.1$
Marzo	$3.2 \pm 0.6$	$0.4 \pm 0.1$	$7.1 \pm 1.3$	$0.3 \pm 0.1$
Abril	$3.6 \pm 0.7$	$0.6 \pm 0.1$	$7.1 \pm 1.3$	$0.4 \pm 0.2$
Mayo	$3.5 \pm 0.6$	$0.7 \pm 0.1$	$6.9 \pm 1.2$	$1.1 \pm 0.4$
Junio	$2.9 \pm 0.5$	$0.6 \pm 0.1$	$5.9 \pm 1.1$	$0.7 \pm 0.3$
Julio	$4.6 \pm 0.8$	$1.5 \pm 0.3$	$7.4 \pm 1.3$	$2.0 \pm 0.7$
Agosto	$3.6 \pm 0.6$	$0.8 \pm 0.1$	$6.7 \pm 1.2$	$1.1 \pm 0.4$
Septiembre	$3.8 \pm 0.7$	$0.9 \pm 0.2$	$7.1 \pm 1.3$	$1.0 \pm 0.4$
Octubre	$3.7 \pm 0.7$	$0.6 \pm 0.1$	$7.4 \pm 1.3$	$1.0 \pm 0.4$
Noviembre	$3.6 \pm 0.7$	$0.7 \pm 0.1$	$7.4 \pm 1.3$	$0.4 \pm 0.1$
Diciembre	$3.3 \pm 0.6$	$0.6 \pm 0.1$	$7.1 \pm 1.3$	$0.2 \pm 0.1$
TODOS	$3.5 \pm 0.2$	$0.7 \pm 0.0$	$7.1 \pm 0.4$	$1.0 \pm 0.1$

Cuadro 2: Estadística básica para Velocidad de viento. El promedio diario es el promedio de todos los valores horarios simulados durante el período indicado. El mínimo diario corresponde al promedio del valor mínimo en cada día simulado. De manera similar, el máximo diario es el promedio del valor máximo en cada día simulado. La variabilidad es la desviación estándar del valor medio diario.





### 3.2. Ciclos Medios

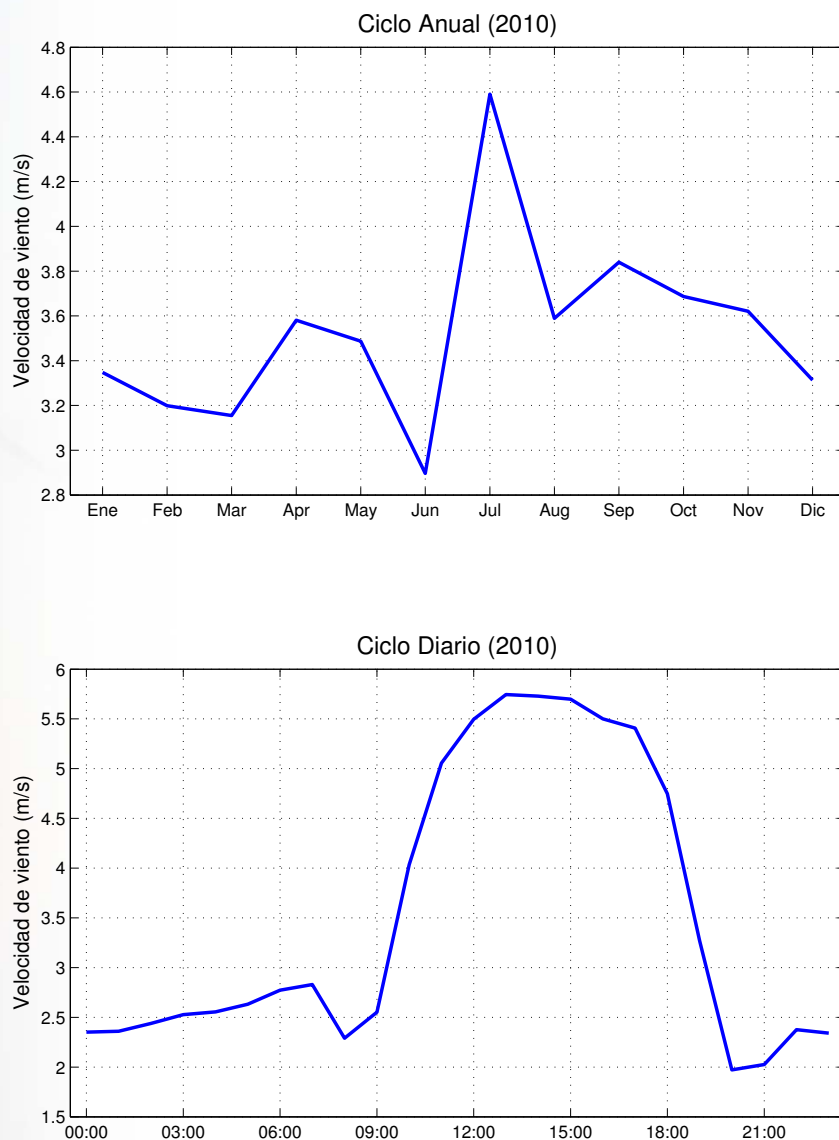


Figura 2: Se muestran los ciclos medios de velocidad de viento a 35 metros según el mes del año (panel superior) y la hora del día (panel inferior), usando todos los datos disponibles en el período de simulación.





### 3.3. Ciclo Mensual

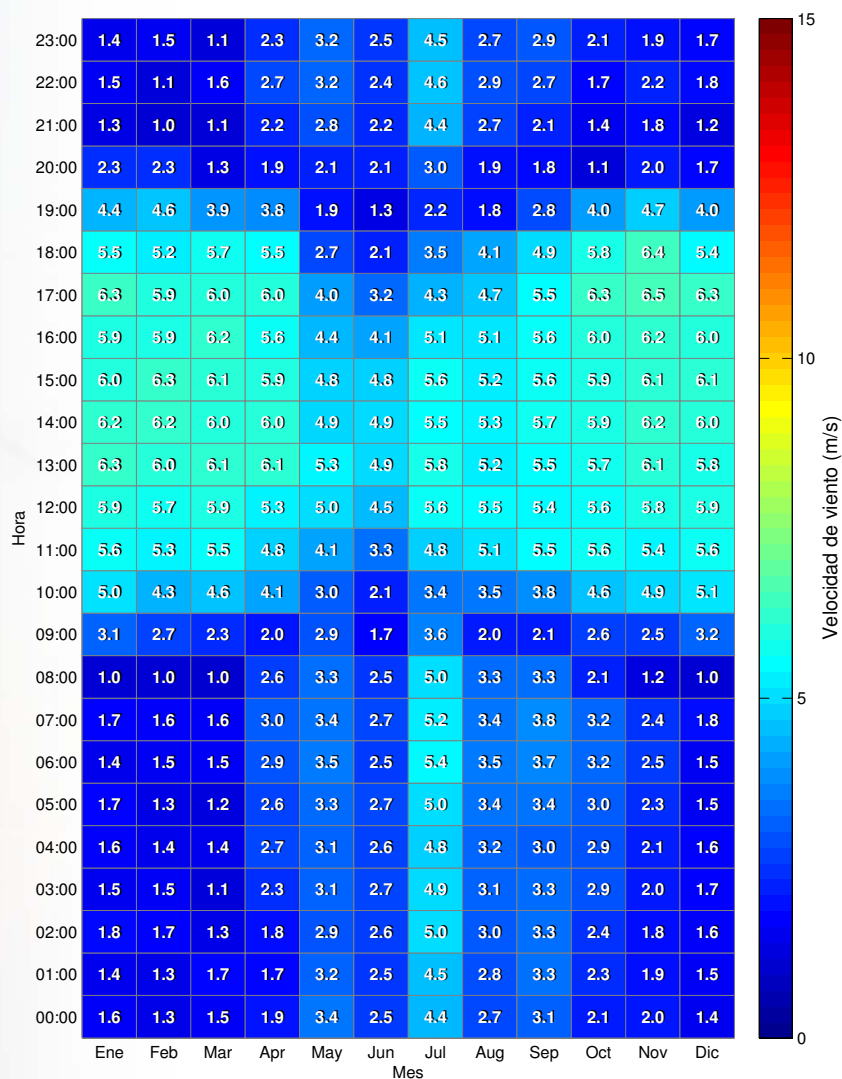


Figura 3: Velocidad de viento a 35 metros según la hora del día (eje vertical) y mes del año. El color y el número indican el promedio para el mes y la hora correspondiente.





### 3.4. Ciclo diario del año completo

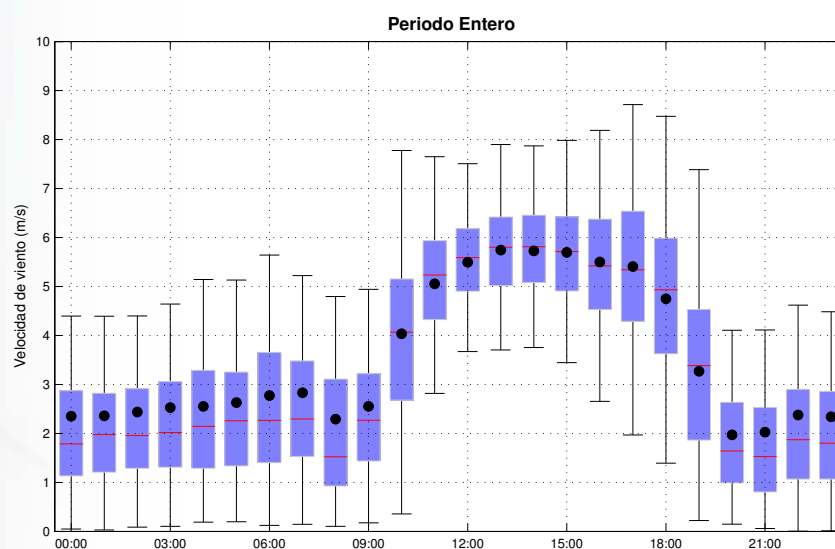


Figura 4: Ciclo diario de velocidad de viento a 35 metros. Los puntos negros indican el promedio de viento en cada hora del día. Las líneas rojas indican el valor mediano de las distribuciones horarias. Las barras azules representan el rango intercuartil. Las barras negras indican el rango de los valores horarios excluyendo valores extremos.



### 3.5. Ciclo diario según estación del año

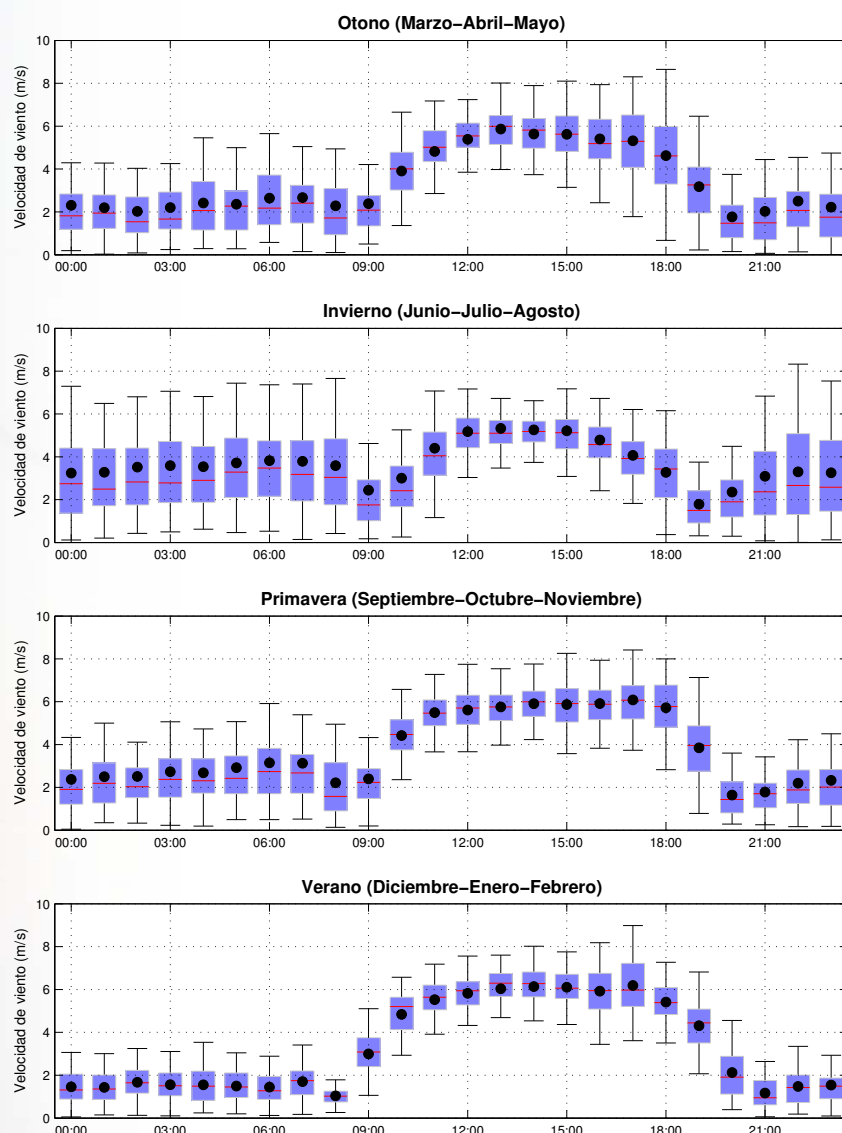


Figura 5: Ciclo diario de velocidad de viento a 35 metros. Los puntos negros indican el promedio de viento en cada hora del día. Las líneas rojas indican el valor mediano de las distribuciones horarias. Las barras azules representan el rango intercuartil. Las barras negras indican el rango de los valores horarios excluyendo valores extremos.





### 3.6. Serie de tiempo

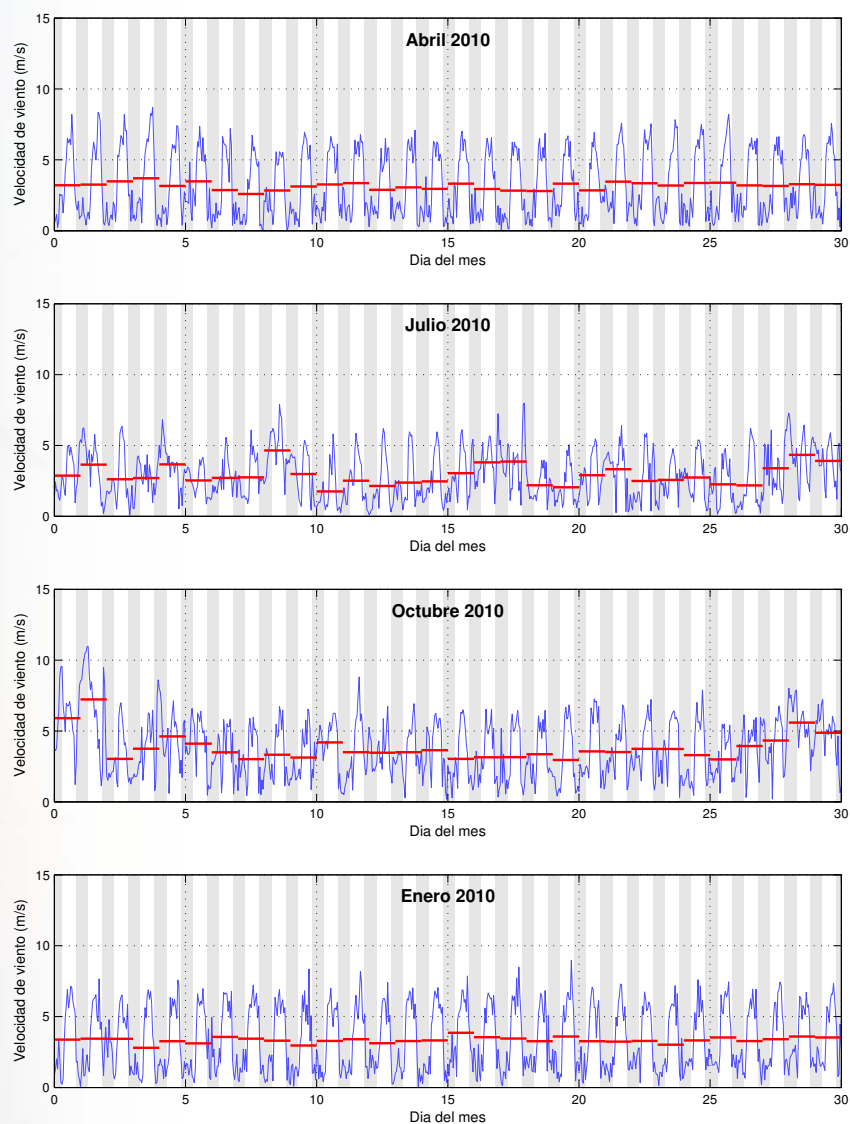


Figura 6: Serie de tiempo de la velocidad de viento a 35 metros. La línea azul indica la serie de valores horarios simulada por el modelo. Las líneas rojas son los promedios diarios.







### 3.7. Distribución de frecuencia para el año completo

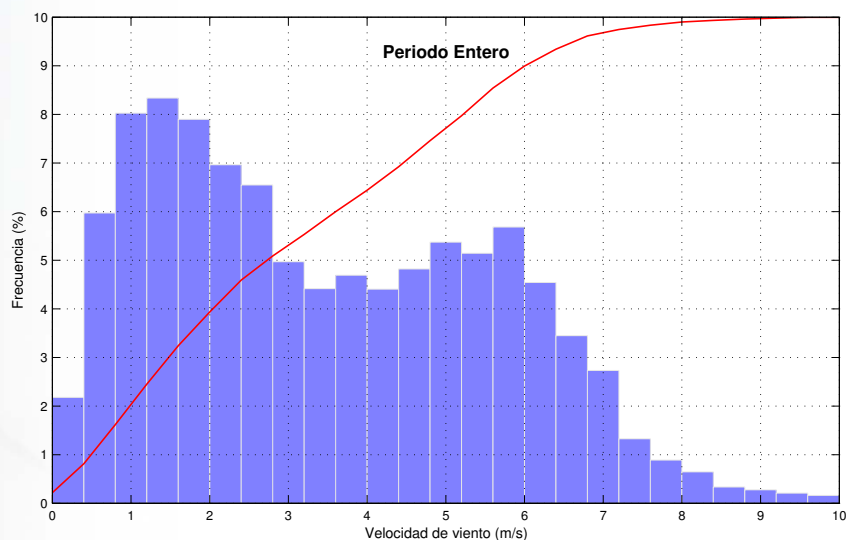


Figura 7: Distribución de frecuencia de la velocidad de viento a 35 metros. Las barras azules representan el porcentaje de valores dentro de cada intervalo. La línea roja es la distribución de frecuencia acumulada.







### 3.8. Distribución de frecuencia según la estación del año

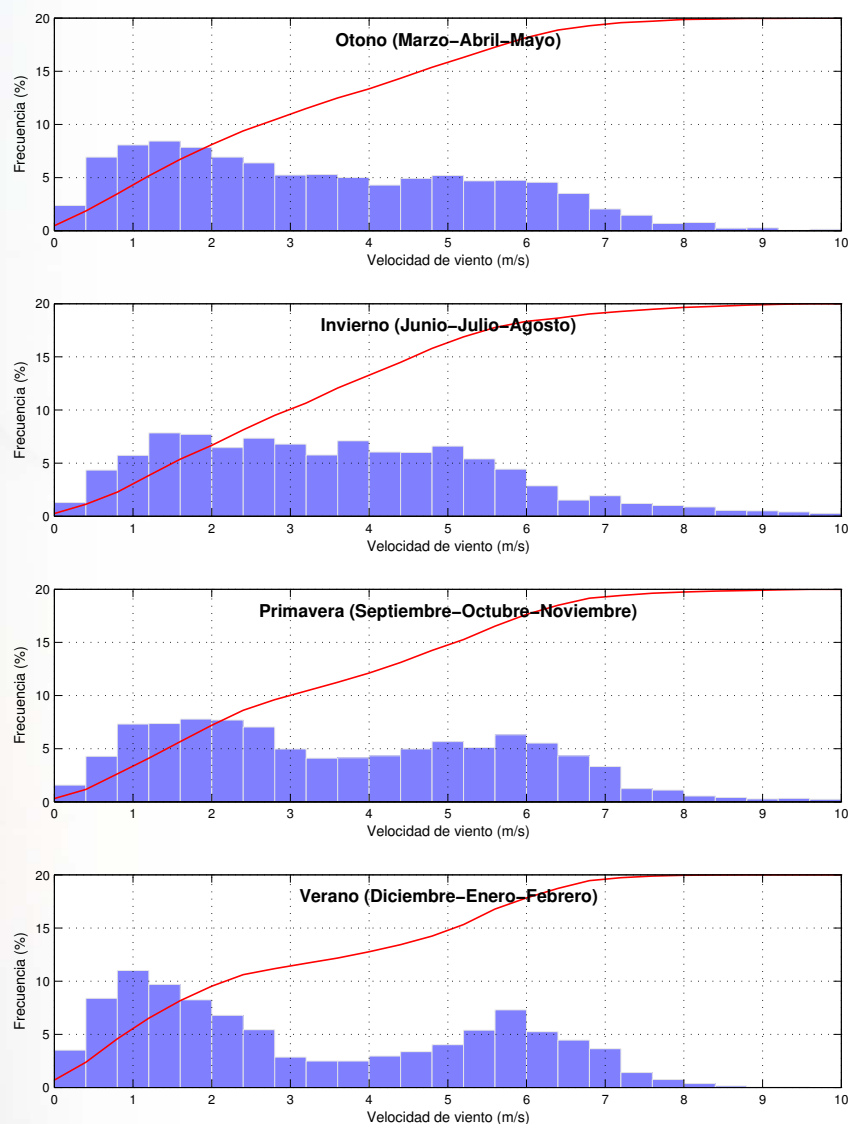


Figura 8: Distribución de frecuencia de la velocidad de viento a 35 metros. Las barras azules representan el porcentaje de valores dentro de cada intervalo. La línea roja es la distribución de frecuencia acumulada.





### 3.9. Rosa del viento para el año completo

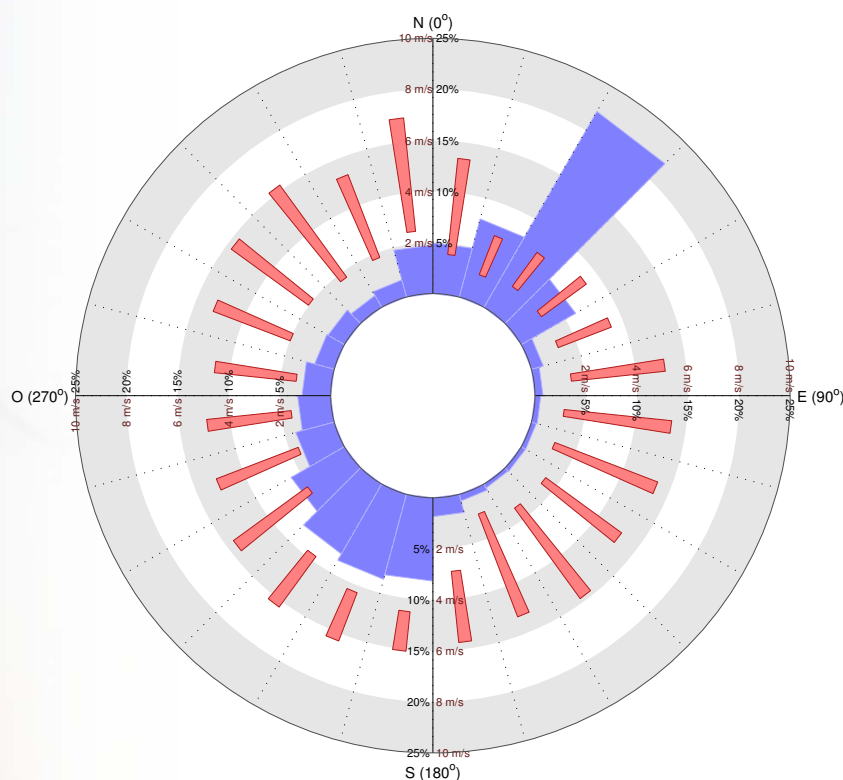


Figura 9: Rosa de la velocidad de viento a 35 metros. Las barras azules indican el porcentaje de los valores horarios según la dirección del viento. Las barras rojas indican el rango inter-cuartil de velocidad de viento para cada intervalo de dirección. La dirección de viento es un ángulo que indica el sector desde donde proviene el viento. En particular: para 0 el viento viene del Norte; para 90 se tiene viento del Este; en el caso de 180 el viento es del Sur; y para 270 se tiene viento del Oeste



### 3.10. Rosa del viento según la estación de año



Figura 10: Rosa de la velocidad de viento a 35 metros. Las barras azules indican el porcentaje de los valores horarios según la dirección del viento. Las barras rojas indican el rango inter-cuartil de velocidad de viento para cada intervalo de dirección. La dirección de viento es un ángulo que indica el sector desde donde proviene el viento. En particular: para 0 el viento viene del Norte; para 90 se tiene viento del Este; en el caso de 180 el viento es del Sur; y para 270 se tiene viento del Oeste.

## 4. Perfil vertical

### 4.1. Perfil vertical medio

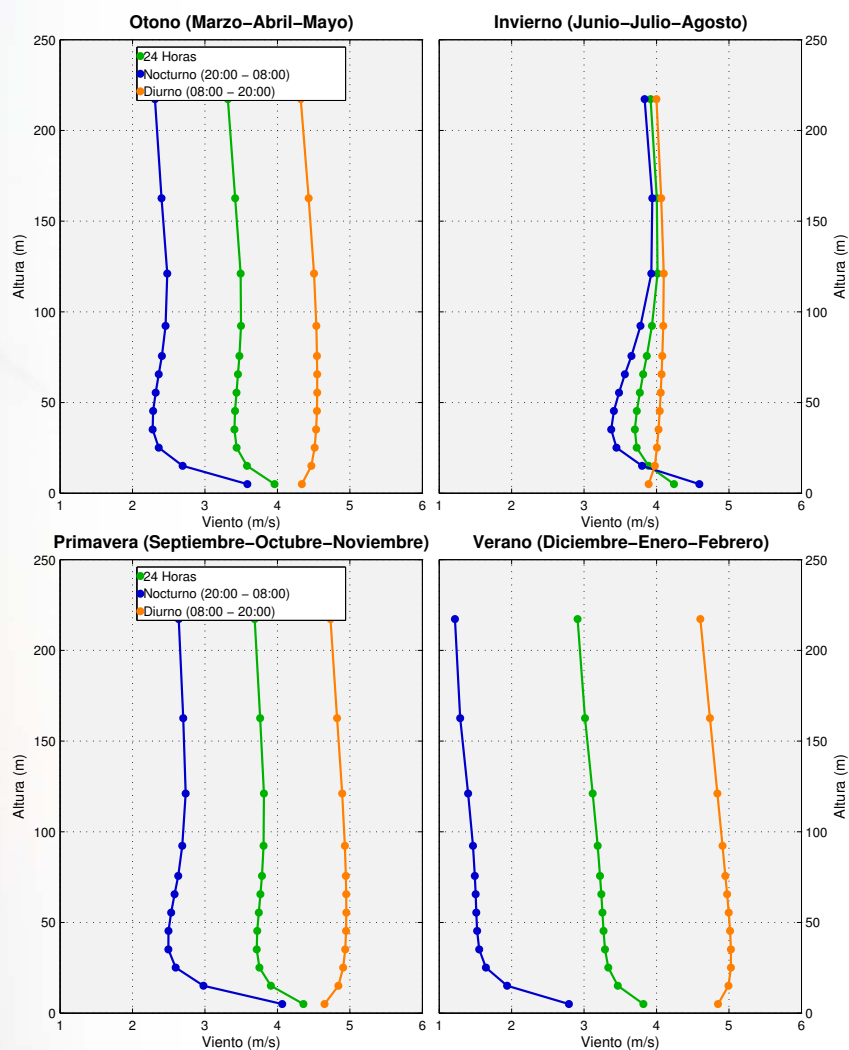


Figura 11: La línea verde representa el promedio de todas las horas del día. La línea azul es el promedio durante la noche, que se considera desde las 20 horas hasta las 8 horas. El perfil naranja corresponde al perfil diurno, y éste considera desde las 8 horas hasta las 20 horas.



## 4.2. Ciclo diario del perfil vertical considerando el año completo

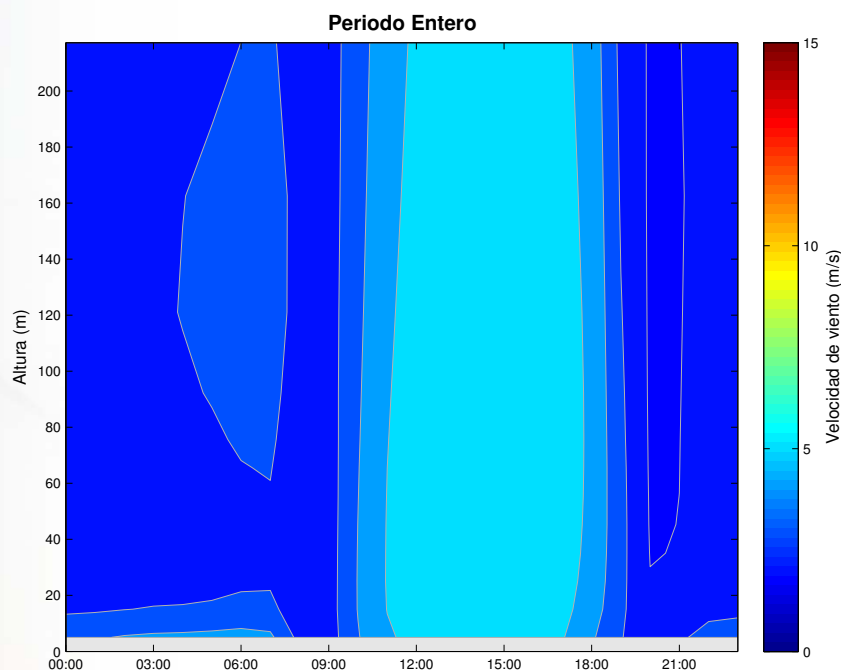


Figura 12: Ciclo diario del perfil vertical. La escala de colores indica la magnitud de la velocidad del viento. Los colores fríos, cercanos al azul, indican valores más bajos, y los colores cálidos, cercanos al rojo, indican valores más altos. Los contornos (líneas grises) tienen un intervalo de 1 m/s.





### 4.3. Ciclo diario del perfil vertical según la estación del año

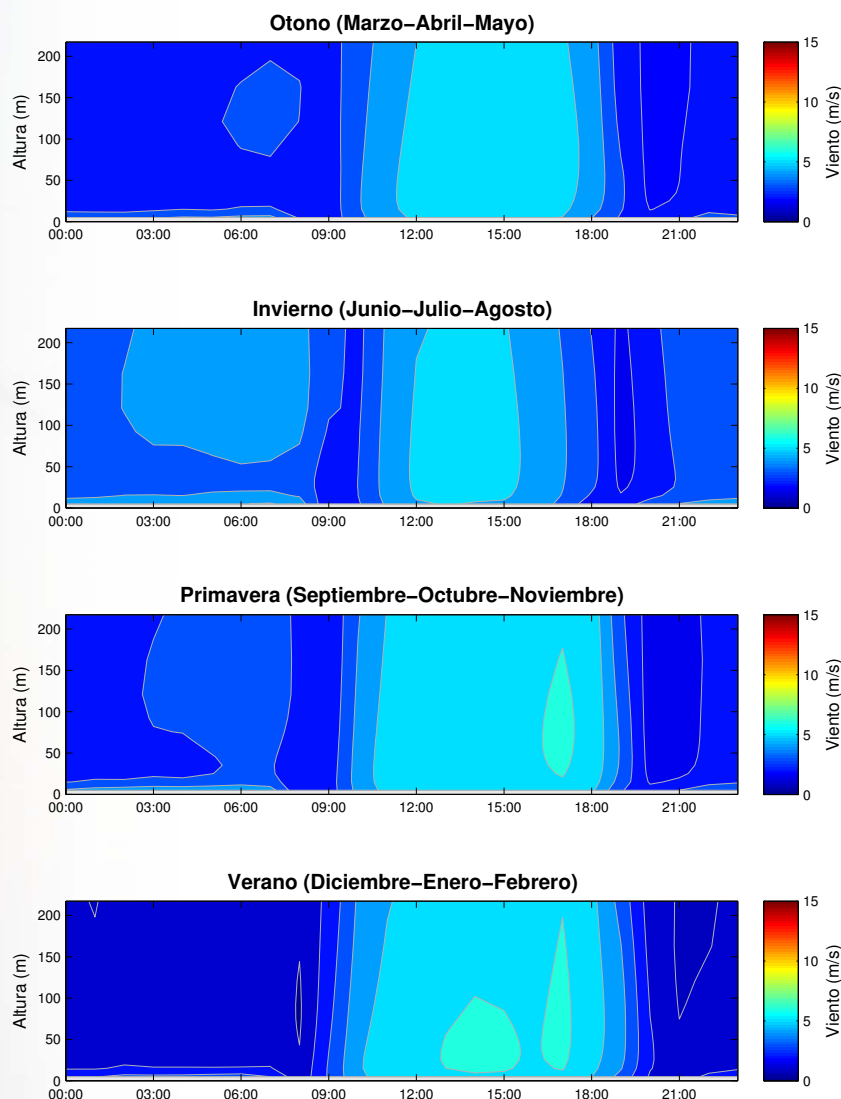


Figura 13: Ciclo diario del perfil vertical. La escala de colores indica la magnitud de la velocidad del viento. Los colores fríos, cercanos al azul, indican valores más bajos, y los colores cálidos, cercanos al rojo, indican valores más altos. Los contornos (líneas grises) tienen un intervalo de 1 m/s.





## 5. Reconstrucción de Largo Plazo

### 5.1. Estadística básica mensual

Mes	$\bar{v}$ 2010	$\bar{v}$	$\sigma$	Mín	Máx
Enero	3.35	3.41	0.12	3.03	3.63
Febrero	3.20	3.45	0.15	3.18	3.87
Marzo	3.16	3.33	0.18	2.91	3.73
Abril	3.58	3.26	0.16	2.87	3.58
Mayo	3.49	3.36	0.28	2.88	3.85
Junio	2.90	3.58	0.32	2.92	4.49
Julio	4.59	4.06	0.42	3.26	4.73
Agosto	3.59	3.91	0.37	3.39	4.80
Septiembre	3.84	3.95	0.38	3.31	4.71
Octubre	3.69	3.59	0.24	3.23	4.10
Noviembre	3.62	3.47	0.17	3.07	3.80
Diciembre	3.31	3.41	0.13	3.18	3.74
TODOS	3.53	3.56	0.24	3.10	4.09

Cuadro 3: Información estadística de la reconstrucción climatológica: Detalle mes a mes, en unidades de m/s. El símbolo  $\bar{v}$  corresponde al valor de Viento promedio para la reconstrucción y  $\bar{v}$  2010 indica el promedio mensual de simulación con el modelo WRF para 2010. La variable  $\sigma$  corresponde a la desviación estándar de  $\bar{v}$ .



## 5.2. Ciclo Estacional

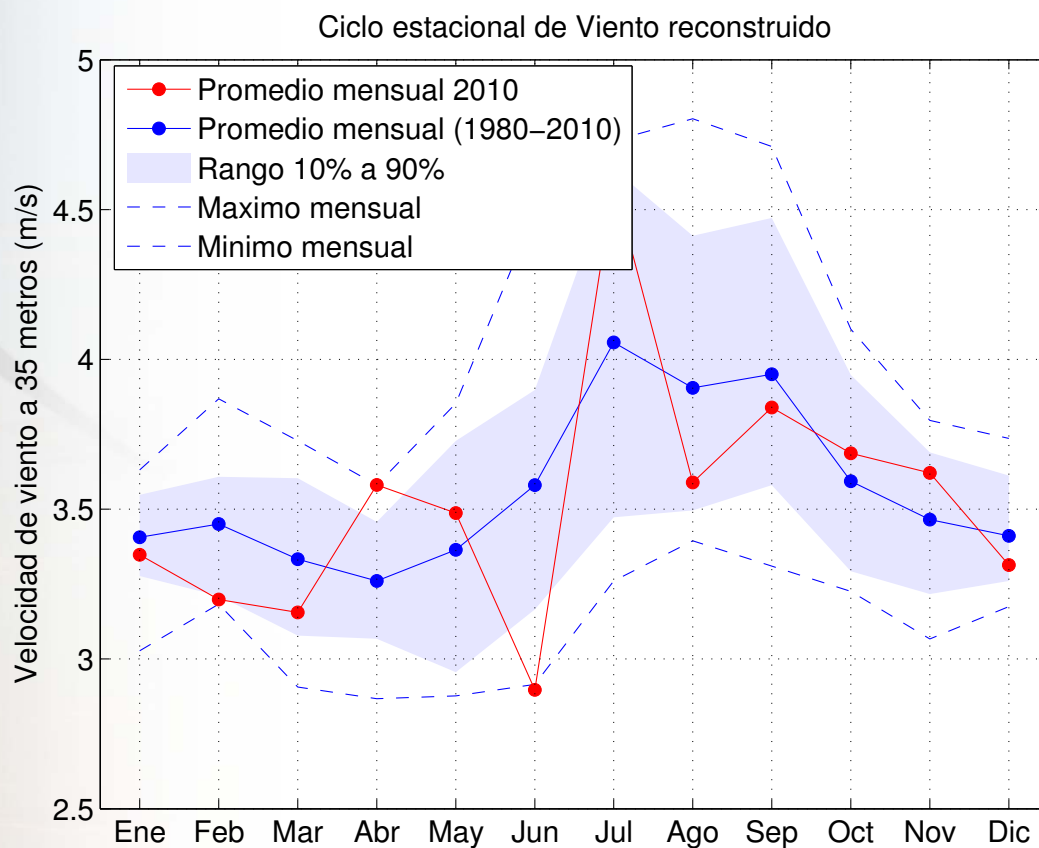


Figura 14: Ciclo estacional de viento a partir de la reconstrucción climatológica. La línea azul indica el promedio de la reconstrucción climatológica.



### 5.3. Variabilidad Interanual

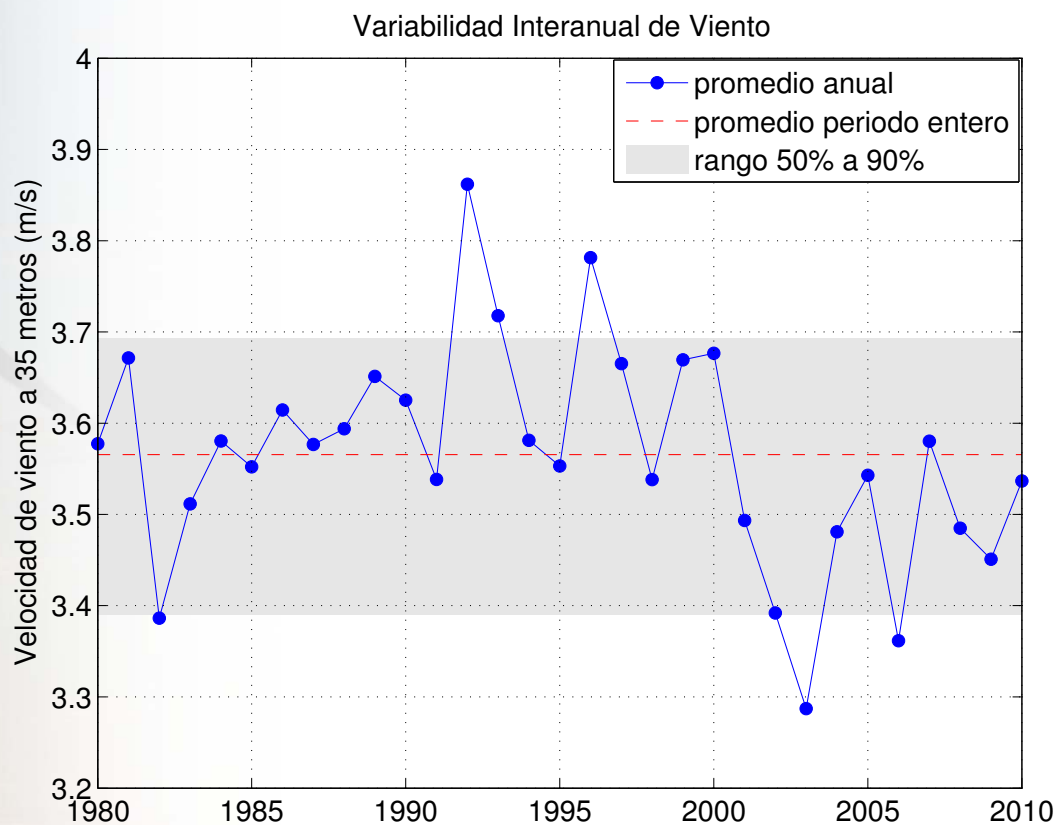


Figura 15: Variabilidad interanual de viento a partir de reconstrucción climatológica. La línea azul representa el promedio climatológico, y la curva en rojo corresponde a los valores promedio para cada año.



## 6. ANEXO






### 6.1. Características de la simulación WRF

Modelo Numérico	WRF-ARW (Weather Research and Forecasting: Advanced Research WRF)
Versión	3.2
Resolución horizontal	1 Km
Coordinada vertical	41 niveles, 10 metros de espaciamiento cerca de superficie
Periodo simulado	El año 2010 entero
Intervalo de datos	1 hora
Condición de borde lateral	Análisis operacional del modelo GFS-4 (Global Forecast System)
Elevación de terreno	SRTM (Shuttle Radar Topography Mission)
Características de superficie	MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectrometer)




Cuadro 4: Información técnica sobre la configuración del modelo atmosférico. Para mayor detalle se recomienda consultar la documentación disponible en línea.



## Disfrute de las ventajas de ISO FOTON

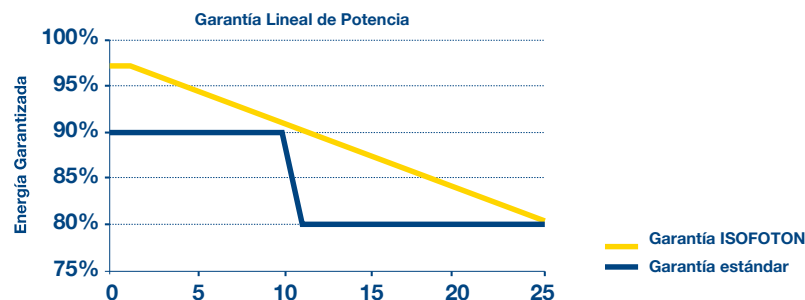
-  Experiencia de más de 30 años en la fabricación de células y módulos fotovoltaicos
-  Experiencia internacional en el desarrollo de proyectos: más de 300 en todo el mundo
-  Asistencia técnica
-  Tecnología punta y calidad certificada
-  Compromiso con el medio ambiente

## Disfrute de las ventajas de la gama ISF

-  Vidrio microestructurado con mayor capacidad de absorción de luz difusa, que mejora el rendimiento energético
-  Caja de conexión exclusiva, diseñada para minimizar las pérdidas eléctricas
-  El módulo más ligero de su categoría, lo que facilita su manejo

## La garantía ISO FOTON

25 años de garantía lineal de potencia que mejora en un 7,5% la garantía estandar de mercado y 10 años de garantía de producto.



## Homologaciones y Certificados de Producto



## Certificados de Empresa



Vidrio microestructurado

Silicio monocristalino

36 células de 156 mm

Disponible en capa posterior blanca, negra y transparente

Fabricado en Europa



MÁS DE 30 AÑOS PONIENDO EL SOL  
AL SERVICIO DE LA HUMANIDAD

## CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

**Comportamiento en STC: Irradiancia 1.000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula 25°C, AM 1,5**

	ISF-145	ISF-150
Potencia nominal (P <sub>max</sub> )	145 W	150 W
Tensión en circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	22,4 V	22,6 V
Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	8,55 A	8,70 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V <sub>max</sub> )	18,1 V	18,5 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I <sub>max</sub> )	8,00 A	8,12 A
Eficiencia	14,5%	15,0%
Tolerancia de potencia (% P <sub>max</sub> )	0/+ 3%	0/+ 3%

**Comportamiento a Irradiancia 800 W/m<sup>2</sup>, TONC, temperatura ambiente 20°C, AM 1,5; velocidad del viento 1m/s**

	ISF-145	ISF-150
Potencia máxima (P <sub>max</sub> )	105 W	109 W
Tensión en circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	20,7 V	20,9 V
Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	6,90 A	7,02 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V <sub>max</sub> )	20,7 V	16,6 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I <sub>max</sub> )	6,44 A	6,55 A

Reducción de eficiencia desde 1.000 W/m<sup>2</sup> a 200 W/m<sup>2</sup> 5% (+/-3%)

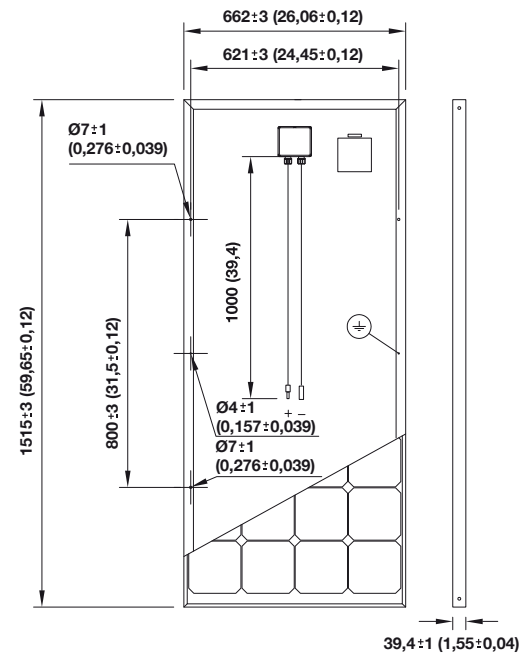
## CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

Tensión máxima del sistema	1.000 V
Límite de corriente inversa	20 A
Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	45 +/- 2° C
Temperatura de Operación	-40 a +85°C
Coeficiente de temperatura de P <sub>max</sub>	-0,464%/K
Coeficiente de temperatura de V <sub>oc</sub>	-0,323%/K
Coeficiente de temperatura de I <sub>sc</sub>	0,042%/K

## CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

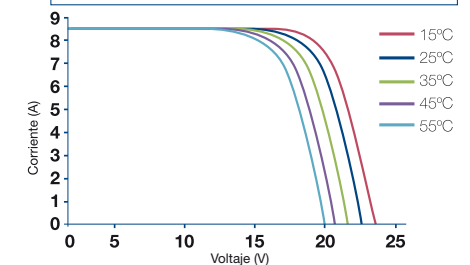
Célula solar	Silicio Monocristalino - 156 mm x 156 mm (6 pulgadas)
Número de células	36 células en configuración 4 x 9
Dimensiones	1515 x 662 x 39,5 mm
Peso	13,5 Kg
Vidrio	Alta transmisividad, microestructurado y templado de 3,2 mm (EN-12150)
Marco	Aluminio anodizado y toma de tierra
Máxima carga admisible	2400 Pa
Caja de conexión	IP 65 con 3 diodos de bypass
Cables y Conector	Cable solar de 1 m y sección 4 mm <sup>2</sup> . Conector MC4 o compatible

## DIMENSIONES



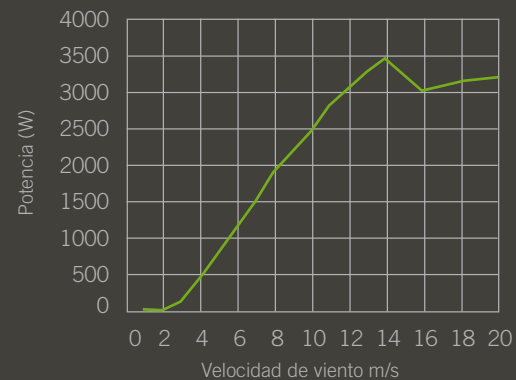
## EMBALAJE

Módulos por palet  
**36**  
Tamaño de embalaje (palet + esquinas)  
**1625 x 780 x 215 mm**  
Materiales reciclables

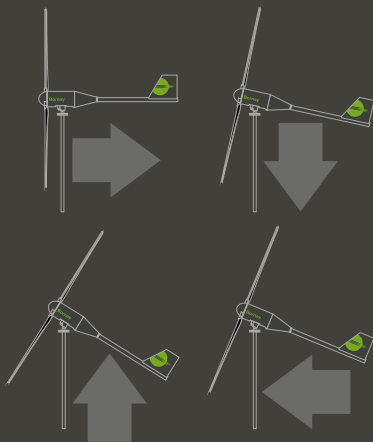
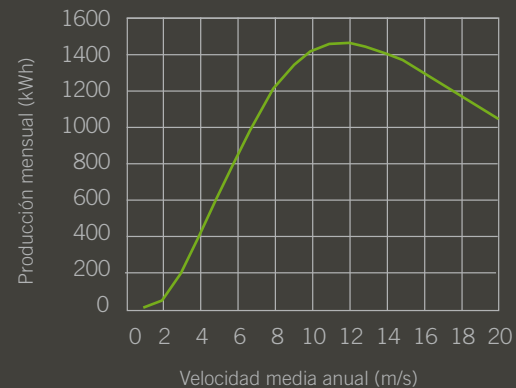


# BORNAY3000

Curva de potencia



Energía



22 23

## Característica técnicas

Número de hélices	2
Diámetro	4 mts
Material	Fibra de vidrio/carbono
Dirección de rotación	En sentido contrario a las agujas del reloj
Sistema de control	1. Regulador electrónico 2. Pasivo por inclinación

## Características eléctricas

Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	3000 w
Voltaje	24, 48, 120 v
RPM	@ 500
Regulador	24 v 150 Amp 48 v 75 Amp 120v. Conexión a red

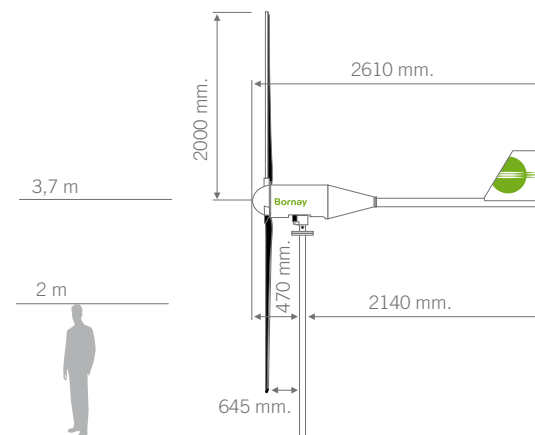
## Velocidad del viento

Para arranque	3,5 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	14 m/s
Máxima velocidad del viento	60 m/s

## Características físicas

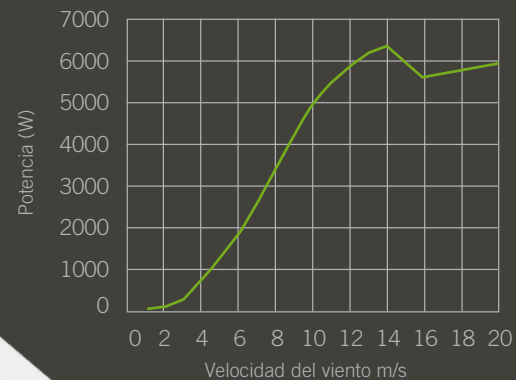
Peso aerogenerador	93 kg
Peso regulador	14 kg
Embalaje	120 x 80 x 80 cm - 135 kg
Dimensiones - peso	220 x 40 x 15 cm - 19 kg
TOTAL	0,90 m³ - 154 Kgr
Garantía	3 años

**Bornay** 

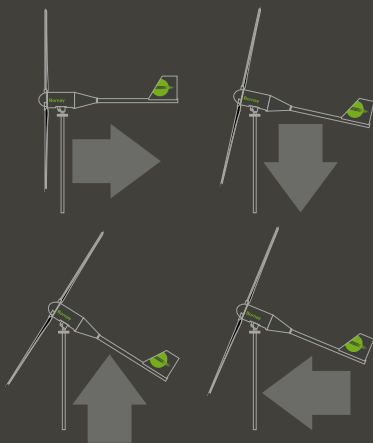
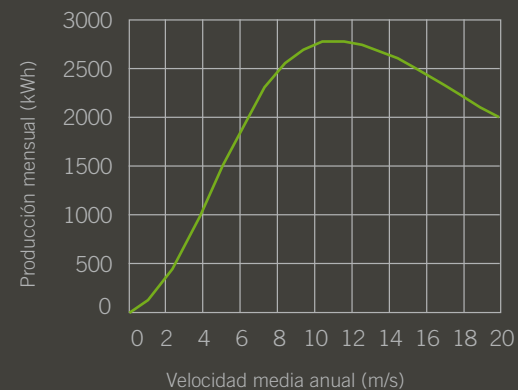


# BORNAY 6000

Curva de potencia



Energía



24 25

## Características técnicas

Número de hélices	3
Diámetro	4 mts
Material	Fibra de vidrio/carbono
Dirección de rotación	En sentido contrario a las agujas del reloj
Sistema de control	1. Regulador electrónico 2. Pasivo por inclinación

## Características eléctricas

Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	6000 w
Voltaje	48, 120 v
RPM	@ 600
Regulador	48 v 150 Amp 120v. Conexión red

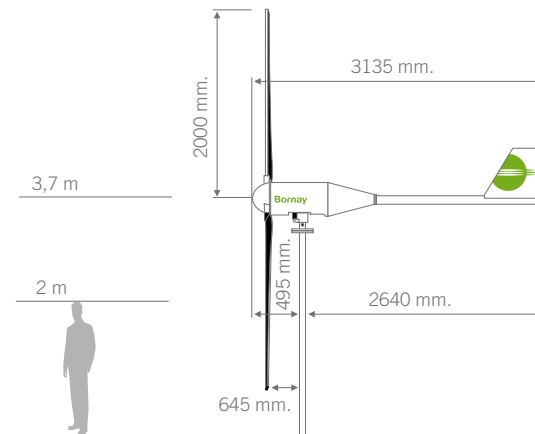
## Velocidad del viento

Para arranque	3,5 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	14 m/s
Máxima velocidad del viento	60 m/s

## Características físicas

Peso aerogenerador	107 kg
Peso regulador	18 kg
Embalaje	120 x 80 x 80 cm - 149 kg
Dimensiones - peso	260 x 40 x 15 cm - 22 kg
TOTAL	0,91 m³ - 171 Kgr
Garantía	3 años

**Bornay** 

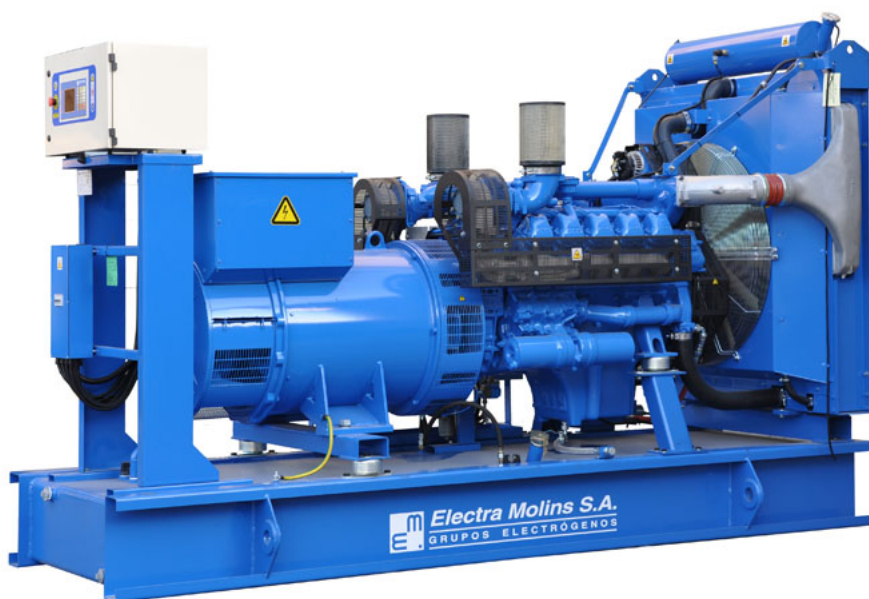




# MODELO: EMN-800

## FORMA CONSTRUCTIVA: FIJO O AUTOMÁTICO

Tipo de cuadro de control	AUT-MP12
Motor diesel	MAN D2842LE213
Alternador	LEROY SOMER LSA 491 M6
Potencia Máxima en servicio de emergencia por fallo de red (Potencia LTP "Limited Time Power" de la norma ISO 8528-1)	800 kVA 640 kW
Potencia en servicio principal (Potencia PRP "Prime Power" de la norma ISO 8528-1)	730 kVA 584 kW
Intensidad en servicio de emergencia por fallo de red	1.155 A
Tensión Trifásica	400 V
Precisión de la tensión en régimen permanente	±0,5%
Frecuencia	50 Hz
Regulador de velocidad	Electrónico
Variación de la frecuencia en régimen permanente	±0,5%
MEDIDAS	
Largo	3.715 mm
Ancho	1.635 mm
Alto	2.270 mm
Peso sin combustible	4.800 Kg
Capacidad del depósito de combustible	990 l
Primer escalón de carga admisible	380 kW
Nivel sonoro medio a 1 m del grupo en sala no reverberante (El ruido en una sala "normal" aumenta de 3 a 5 dB por la reverberación)	107 dBA
Nivel sonoro a 1m del tubo de escape sin silenciador	122 dBA



[Descripción detallada](#)

## DATOS DE INSTALACIÓN MECÁNICA DEL GRUPO ELECTRÓGENO

Dimensiones de la sala mínimas recomendadas:	Largo x Ancho x Alto
En sala sin insonorizar	5,4 x 3,7 x 3,2 m
En sala insonorizada	6,4 x 4,7 x 3,5 m

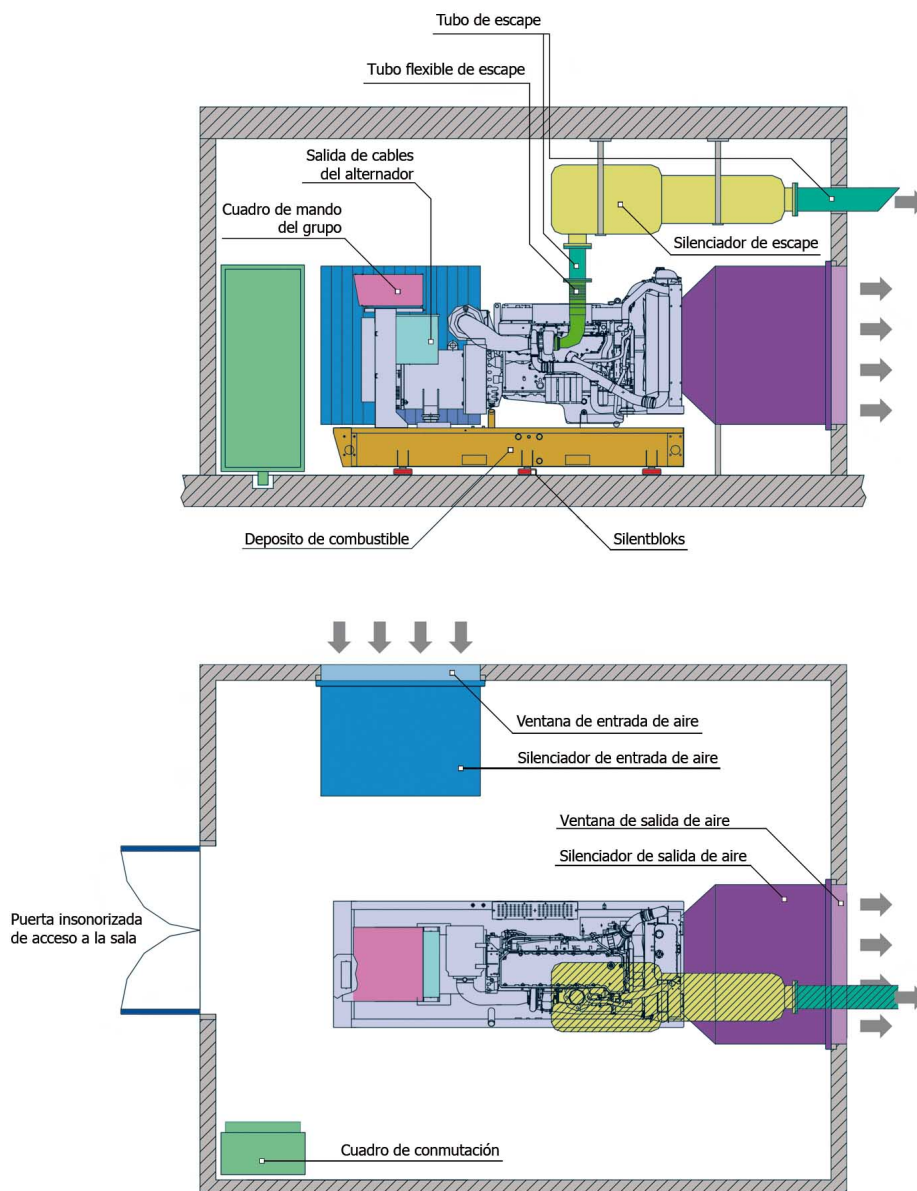
### Ventilación:

Entrada de aire mínima recomendada	1,8 m <sup>2</sup>
Salida de aire (dimensiones del panel del radiador / Alto x Ancho)	1,37 x 1,33 m
Caudal de aire del ventilador en salida libre	46.000 m <sup>3</sup> /h

### Escape:

Caudal de gases de escape	8.315 m <sup>3</sup> /h
Diámetro tubería de escape para recorridos cortos (6 m)	2 x 150 mm

## MODELO DE INSTALACIÓN INSONORIZADA





**victron energy**  
BLUE POWER

# Phoenix Multi & MultiPlus

## Phoenix Multi & MultiPlus

### Multifuncional, con gestión inteligente de la energía de toma de puerto o generador

El Multi recibe su nombre de las múltiples funciones que puede desempeñar: reúne un potente inversor de onda senoidal pura, además de un sofisticado cargador de tecnología de carga adaptable y un conmutador de transferencia de alta velocidad. Además de estas funciones principales, el Multi ofrece avanzadas prestaciones que abren la puerta a nuevas aplicaciones, que presentamos a continuación.

### Alimentación CA ininterrumpida (función UPS)

En caso de fallo en el suministro de la red, o de una desconexión de toma de puerto o del generador, el inversor del Multi proporciona automáticamente la alimentación de la red conectada en salida. Esta transferencia se produce tan rápidamente que no provoca ninguna alteración en ordenadores ni otros aparatos electrónicos sensibles conectados. La potencia máxima conmutada es de 16 A por aparato (30 A disponible opcionalmente). Un conmutador externo permite gestionar potencias de hasta 80 A: ver la documentación sobre **PowerMan** para dicha opción.

### Funcionamiento en paralelo: potencia virtualmente ilimitada

Hasta un total de 6 inversores Phoenix pueden funcionar en paralelo y sumar así su potencia (según modelos, ver especificaciones). Por ejemplo, seis aparatos 24/3000/70 proporcionarán 18 kVA/15 kW en salida y una potencia de carga de 420 amperios.

### Configuración trifásica

Además de la conexión en paralelo, tres aparatos idénticos pueden proporcionar un voltaje trifásico. Y aún más: se pueden configurar tres series de seis aparatos para formar un conjunto trifásico superpotente de ¡54 kVA / 45 kW con un cargador de 1.260 A!

### PowerControl – Control limitado de toma de puerto o generador

El Multi es un cargador de batería muy potente que requiere una gran cantidad de corriente del generador o de la toma de puerto (cerca de 10 A a 230 VCA por Multi). El panel de control Phoenix Multi Control permite limitar esta potencia. El Multi alimenta entonces prioritariamente la demanda de potencia CA en salida y sólo utilizará lo restante para la carga, evitando así cualquier sobrecarga en el generador o la toma de puerto.

### PowerAssist – Más potencia que de toma de puerto o generador

PowerAssist es una función única, que distingue el Phoenix MultiPlus, y da una nueva dimensión al principio del PowerControl. Si la demanda supera la capacidad del generador o de la toma de puerto, el inversor del MultiPlus toma un complemento de energía en las baterías y lo añade a la salida. De este modo, es posible hacer frente momentáneamente a intensidades de pico superiores a la potencia de un generador o de una conexión a toma de puerto. Cuando la potencia solicitada disminuye, el excedente es utilizado para la recarga.

Nota: potencia mínima necesaria para MultiPlus de 2 A a toma de puerto o generador de 1 kW.

La nota técnica **"MultiPlus sin límites"** da explicaciones detalladas y numerosos ejemplos.

### Cargador autoadaptable de 4 etapas y 2 salidas

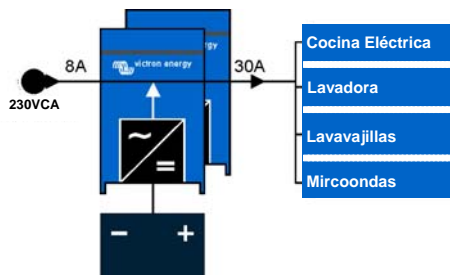
Una salida principal proporciona una potente carga en tres etapas que se ajustan automáticamente al estado de la batería. Una cuarta etapa –denominada de "mantenimiento"– evita que se dañe la batería durante los períodos prolongados de no utilización (invernada). Este procedimiento de "carga autoadaptable" controlada por microprocesador se describe detalladamente en la ficha técnica del cargador Phoenix.

Una segunda salida de baja potencia está destinada para la carga de una batería de arranque.

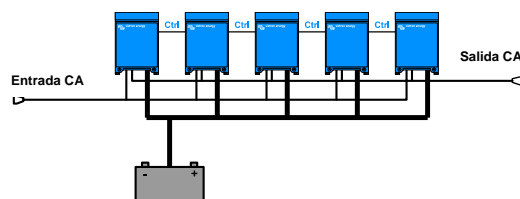
### Energía Sin Límites

Las aplicaciones posibles con Multis en paralelo o trifásico son realmente sorprendentes. Para saberlo todo sobre las baterías, las configuraciones posibles y ejemplos de sistemas completos, pida nuestro libro gratuito **"Energía Sin Límites"**, también disponible en [www.victronenergy.com](http://www.victronenergy.com).

### PowerAssist con 2 MultiPlus en paralelo



### 5 aparatos en paralelo: potencia 15 kVA





# Phoenix Multi & MultiPlus

## Especificaciones

Phoenix Multi & MultiPlus	12 V 24 V 48 V	C12/800/35 C24/800/16	C12/1200/50 C24/1200/25	C12/1600/70 C24/1600/40	C12/2000/80 C24/2000/50	12/3000/120 24/3000/70 48/3000/35
PowerControl / PowerAssist		sí/no	sí/sí	sí/sí	sí/sí	sí/sí
Conmutador (A)		16	16	16	30	16 (optinal 30)
Funcionamiento en paralelo y/o trifásico		no	no	no	option	sí
INVERSOR						
Tensión de alimentación (V CC)		12V: 9,5-17V		24V: 19-33V	48V: 38-66 V	
Voltaje de salida (1)		230 VCA ± 2%		Frecuencia: 50 ó 60 Hz ± 0,1%		
Potencia permanente a 25°C (VA) (4)		800	1200	1600	2000	3000
Potencia permanente a 25°C (W)		700	1000	1300	1600	2500
Potencia permanente a 40°C (W)		650	900	1200	1450	2000
Potencia máx. instantánea (W)		1600	2400	3000	4000	6000
Rendimiento máx. 12 / 24 / 48 V (%)		92 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94 / 95
Consumo sin carga 12 / 24 / 48 V (W)		5 / 8	5 / 8 / 10	5 / 8 / 10	10/ 10	10 / 10 / 12
CARGADOR						
Alimentación		Tensión: 187-265 VCA (1) / Frecuencia: 45-55 Hz / Factor de potencia: 1				
Voltaje de carga 'absorción' (V CC)		14,4 / 28,8 / 57,6				
Voltaje de carga 'flotación' (V CC)		13,8 / 27,6 / 55,2				
Voltaje de carga 'mantenimiento' (V CC)		13,2 / 26,4 / 52,8				
Corriente de carga principal (A) (3)		35 / 16	50 / 25 / 12	70 / 40 / 20	80 / 50	120 / 70 / 35
Corriente de carga auxiliar (A)		4				
Medición directa en batería		Sí: temperatura y voltaje				
GENERAL						
Relé multifunción o piloto (5, 6)		Piloto (6)	Piloto	Piloto	Piloto	Relé (5)
Protecciones (2)		a, b, c, d, f, g, h				a - h
Temperatura de funcionamiento		0 - 50°C (ventilación forzada autorregulada)				
Humedad (sin condensación)		máx. 95%				
CAJA						
Características mecánicas		Material & Color: aluminio (azul RAL 5012)			Grado de protección: IP 21	
Conexión a baterías		Incluido con cables de longitud 1,5 m			Pernos M8	
Conexión 230 V CA (entrada y salida)		Tomas + enchufes G-ST18i			Abrazaderas 2,5mm	
Peso (kg)		10	10	10	12	18
Dimensiones (alxanxp, en mm)		375x214x110			520x255x125	362x258x218
CONFORMIDAD A LAS NORMAS						
Seguridad		EN 60335-1, EN 60335-2-29				
Emisión		EN 50081-1, EN55014, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3				
Inmunidad		EN 55014-2				
Directriz de automoción		95/54/EC, 2004/104/EC				

1) También disponible en 120 V

2) Protecciones

- Cortocircuito en salida
- Sobrecarga
- Tensión de alimentación CC alta
- Tensión de alimentación CC demasiado baja
- Detección de inversión de polaridad

f. 230 V CA en salida de inversor

g. Ondulación demasiado grande en red CC

h. Temperatura

3) A temperatura ambiente de 25°C, ajuste de fábrica del 75%

4) Carga no lineal, factor pico 3:1

5) Relé multifunción ajustable para indicación a distancia o señal de arranque del generador

6) Piloto: salida colector abierto 66V-40mA

## Accesorios



### Panel 'Phoenix Multi Control'

Control e indicación a distancia completo del Phoenix Multi/MultiPlus. Un potenciómetro de 0 a 16A permite ajustar la potencia absorbida a la de la toma de puerto o del generador y activar así las funciones PowerControl y PowerAssist.

La intensidad de los pilotos se ajusta automáticamente en función de la luz ambiental.

Conexión al Multi mediante un cable estándar UTP.



### Phoenix Inverter Control (PIV)

Este panel está diseñado para los inversores equipados con un puerto de comunicación RS485.

Utilizable también en Phoenix Multi con un conmutador de transferencia automática pero sin función de cargador. Ajuste automático de la intensidad de los LED en función de la luz ambiental.



### PowerMan

En utilización con un generador, la potencia del conmutador interno de los Multi/MultiPlus puede resultar insuficiente para transferir la potencia total deseada.

Distintos tipos de conmutadores externos están disponibles, que permiten tratar potencias de hasta 80A.



### Ajustes y control por PC (Victron Interface MK1b)

Todos los Multi y MultiPlus pueden comunicarse con un ordenador por medio de un puerto de datos RS-485. La interfase MK1 y un software disponible en nuestra Web bastan para establecer la comunicación y acceder a las funciones de ajuste del cargador.

Todos los aparatos de Victron Energy equipados con un puerto RS485 se pueden integrar en un sistema de control y gestión informatizado

Victron Energy B.V. / De Paal 35 / 1351 JG Almere Haven / Holanda

Tel: +31 365 359 700 / Fax: +31 365 359 740 / [www.victronenergy.com](http://www.victronenergy.com) / e-mail: [sales@victronenergy.com](mailto:sales@victronenergy.com)

**PROINER**

**PROINER**

## Batería monoblock hermética HEYCAR HC12-200

515,79 € (21% IVA inc.)



Batería monoblock hermética HEYCAR HC12-200 con una tensión de 12V y una capacidad (C100) de 200 Ah

- Herméticas.
- Sin mantenimiento.
- Robustas
- Baja autodescarga.
- Carcasa ABS

### CARACTERÍSTICAS:

Tensión	12 V
Capacidad C100	200 Ah
Dimensiones (LxAxA)	522x238x218 mm
Peso con ácido	61.00 kg

[Información del vendedor](#)

# REGULADOR FOTOVOLTAICO

*RSD30*

*RSD40*

*RSD50*



## **Soluciones Energéticas S.A.**

AV Real de Pinto, 146 - 28021 Villaverde Alto, Madrid

Tlf: 915.392.700

Fax: 915.050.079

<http://www.solener.com>

[solener@solener.com](mailto:solener@solener.com)

Versión 1.1.1102 para reguladores versión 3.02





## **Soluciones Energéticas S.A.**

AV Real de Pinto, 146  
28021 Villaverde Alto, Madrid  
Tlf: 915.392.700  
Fax: 915.050.079  
<http://www.solener.com>  
[solener@solener.com](mailto:solener@solener.com)

### **INSTALACIÓN**

Preste atención a la polaridad de conexión. El regulador en sí está protegido, pero si en un sistema completo conecta la batería con la polaridad invertida puede dañar los paneles, las cargas o el propio regulador. **Es importante seguir el orden de conexionado siguiente:**

- 1º.- Conexión de la batería. Deben encenderse los LEDs; si no se encienden o suena un pito continuo **NO SIGA** conectando y revise la polaridad de la batería.
- 2º.- Conexión de los paneles fotovoltaicos
- 3º.- Conexión de las cargas

**Para la desconexión se seguirá el orden inverso.**

Aunque el regulador está protegido contra la desconexión de la batería, se recomienda no desconectarla sin haber desconectado previamente los paneles, ya que pueden dañarse las cargas.

La fase de carga inicial es la de **Igualación**, y se repite cada **30 días** aproximadamente. Asimismo, se produce una igualación cada vez que el regulador corta por batería baja o es reiniciado por el usuario. En baterías de gel no existe la fase de igualación.

## **CARACTERÍSTICAS**

### **Físicas**

Largo × ancho × alto:	172 × 160 × 24 mm
Peso:	0,4 kg
Caja:	Acero galvanizado
Pintura:	Epoxy al horno
Grado de estanqueidad:	IP32
Rango de funcionamiento a plena carga:	-10 a +50°C
Rango de funcionamiento del LCD:	-2 a +50°C

### **Eléctricas**

Tensión nominal:	Bitensión 12/24 Voltios
Intensidad máxima de entrada:	30, 40 ó 50 Amperios
Intensidad máxima de salida:	30 ó 40 Amperios
Sobrecarga admisible:	25%
Autoconsumo:	< 15 mA
Perdida máxima generación/consumo:	~ 3,1/1,0 Watios (30A)
Diodo inteligente en la entrada:	En los de 30 y 40 A

### **Funcionamiento**

Tipo de regulación:	Serie
Tipo de batería:	Seleccionable, ver tabla en la última página
Estados de carga:	Carga profunda, flotación, igualación
Señalización del estado:	Mediante LEDs y pantalla LCD

### **Otras**

- Alarmas por alta y baja tensión de batería, sobrecarga y cortocircuito mediante LEDs, indicación en pantalla y alarma acústica. La señal acústica puede detenerse pulsando una tecla. Puede desactivarse permanentemente extrayendo el puente BZ del interior.



- Información en pantalla de: tensión de batería, valores instantáneos de corrientes de entrada y salida, temperatura, Watios-hora cargados y consumidos, picos...
- Protección contra polaridad inversa en paneles, batería y consumo (emite señal acústica cuando se invierte la polaridad de la batería).
- Protección contra sobrecarga temporizada en consumo.
- Protección contra sobretensiones en paneles, batería y consumo.
- Protección contra desconexión de batería.
- Tropicalización de circuitos.
- Compensado en temperatura mediante sonda exterior.
- Desconexión del consumo por batería baja con rearme automático.

Para el rearme manual en caso de cortocircuito, pulse el botón de RESET tras haber eliminado el cortocircuito.

**El regulador lleva incorporada una sonda de temperatura en la parte inferior. Dicha sonda debe quedar libre y no se debe conectar a ningún sitio.**

## **DESCRIPCIÓN**

El regulador **SOLÉNER RSD** ha sido diseñado y fabricado por **SOLUCIONES ENERGÉTICAS, S.A.** para controlar la carga de las baterías en instalaciones fotovoltaicas aisladas. Su fiabilidad, versatilidad y facilidad de uso lo convierten en un equipo ideal para sistemas domésticos. Es compacto y se instala fácilmente.

El diodo inteligente permite evitar el retroceso de corriente de la batería al panel durante la noche, manteniendo bajas pérdidas de potencia en modo normal. Su acción no es instantánea, no haga asunciones sobre su funcionamiento.

## **INDICADORES DE ESTADO**

Los dos LEDs de la izquierda indican el estado del regulador:

- El LED amarillo indica mediante su parpadeo la fase de carga del regulador: **UNA** vez por segundo indica Flotación, **DOS** veces Carga Profunda y **TRES** veces Igualación. Se queda fijo cuando lo hace el LED rojo.
- El LED rojo parpadea cuando hay exceso de corriente en la entrada o en la salida. Se queda fijo cuando transcurren **3 segundos** con corriente excesiva, se produce un cortocircuito en el consumo o la tensión de batería es excesiva. Cuando se enciende este LED la etapa afectada se queda desconectada hasta que se pulsa el botón de RESET.

*Atención:* si se ha producido una sobrecarga o cortocircuito, antes de rearmar el regulador deberá buscar y eliminar la causa (desconectando paneles, quitando consumos o eliminando el cortocircuito).

La señalización **acústica y visual** de Batería Baja nos informa de que en breve se producirá la desconexión de los consumos, por lo que el usuario deberá disminuir o desconectar los consumos si desea recuperar la capacidad de carga de la batería.

La tensión de batería excesiva indica que hay algún problema en la instalación (batería sin electrolito, puentes en mal estado, conexiones flojas...). Si se produce, informe inmediatamente a su instalador.

## **INDICADORES DE BATERÍA (SEMÁFORO)**

Los tres LEDs de la derecha indican el estado de la batería:

- El LED rojo parpadea cuando la tensión de la batería es baja. Se queda fijo cuando la tensión es menor que un valor recomendado por el fabricante de la batería durante más de **10 segundos**, produciéndose la desconexión del consumo y el paso a la Fase de Igualación. El consumo se restablecerá automáticamente cuando la batería alcance una tensión predefinida.
- El LED amarillo parpadea cuando la batería se encuentra a media carga.
- El LED verde parpadea cuando la batería se encuentra en un estado próximo al de plena carga. Se queda fijo cuando el regulador desconecta la etapa de entrada por estar la batería cargada.

## **PANTALLA LCD**

La pantalla de cristal líquido (LCD) del regulador **SOLÉNER RSD** ofrece al usuario abundante información del estado del sistema fotovoltaico. Normalmente la información cambia automáticamente cada cuatro segundos, pero si pulsa el botón de avance puede cambiarla a voluntad, manteniéndose la información durante 30 segundos. Los datos que aparecen en la pantalla son:

- Número de serie y versión del programa instalado.
- Tensión de batería y tipo de batería seleccionada.
- Estado de batería y fase de carga.

- Temperatura actual y mínima/máxima histórica.
- Energía acumulada desde el último rearme (en Wh).
- Potencia y corriente de generación.
- Potencia y corriente de consumo.

La información de la pantalla puede verse en español o en inglés (bajo pedido en frances o portugués), según la posición de **JPC** en el circuito impreso. El valor por defecto es ESPAÑOL:

JPC	IDIOMA
Sin poner	ESPAÑOL
Puesto	INGLÉS

También es posible seleccionar un tipo de batería de entre cuatro opciones diferentes situando los jumpers internos **JPA** y **JPB** en las posiciones adecuadas. Vea la tabla de la última página para saber las opciones disponibles. La configuración por defecto es **Tubular abierta**.

*Atención:* es importante que se adapten las tensiones de trabajo del regulador al tipo de batería instalada con objeto de alargar la vida útil de la misma.

*Atención:* la función baliza modifica el funcionamiento de la etapa de salida, haciendo que sólo se active de noche, por lo que no podrá hacer uso normal de la salida de consumo. Esta función está pensada para repetidores, farolas o similares. El modelo de 50 Amperios no tiene diodo inteligente, por lo que el regulador nunca activa la salida.

<b>JPB</b>	<b>JPA</b>	<b>BATERÍA</b>
Sin poner	Sin poner	Tubular abierta
Sin poner	Puesto	Tubular Hoppecke
Puesto	Sin poner	Tubular gel
Puesto	Puesto	AGM+baliza <sup>1</sup>

1) Sólo en los modelos de 30 y 40 Amperios, ver página 7

<b>PARÁMETRO</b>	<b>TUBULAR ABIERTA</b>	<b>TUBULAR HOPPECKE</b>	<b>TUBULAR GEL</b>	<b>AGM BALIZA</b>
<b>ALARMA DE ALTA</b>	15,75	15,88	15,56	15,80
<b>BANDA DE IGUALACIÓN</b>	14,70 / 15,00	15,00 / 15,25		
<b>CARGA PROFUNDA</b>	14,70	15,25	14,70	14,70
<b>BANDA DE FLOTACIÓN</b>	13,80 / 14,40	13,80 / 14,40	13,80 / 14,40	13,80 / 14,40
<b>RECARGA PROFUNDA</b>	12,62	12,62	12,62	12,62
<b>ALARMA DE BAJA</b>	11,12	11,52	11,12	11,12
<b>DESCONEXIÓN DE CONSUMO</b>	11,00	11,40	11,00	11,00
<b>RECONEXIÓN DE CONSUMO</b>	13,00	13,00	13,00	13,00

- Las tensiones indicadas son para cuando funciona a 12 Voltios. Si el sistema es de 24 Voltios, hay que multiplicarlas por dos.
- Estas tensiones son para 25°C. El regulador está compensado en temperatura, por lo que la tensión real será ligeramente diferente.
- Si su batería no se encuentra en esta tabla, consulte los datos del fabricante y seleccione la más parecida.